AUTOMAÇÃO DIGITAL DE SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

Nilo Felipe Baptista de Mello

"PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA"

Aprovada por:

____

Prof. Ivan Herzterg, M.Sc.

(Orientador)

____

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

____

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

Agradecimentos

À minha mãe Josefina Carmen Diaz de Mello e ao meu pai Nilo Baptista de Mello, que me educaram da melhor forma possível e me deram a oportunidade de fazer uma carreira acadêmica.

À TELVENT BRASIL S/A, que me deu certeza da minha opção na escolha da Engenharia Elétrica como profissão.

A todos os meus amigos que me apoiaram e me ajudaram com este trabalho.

A DEUS.

ÍNDICE

RESUMO

Este trabalho descreve o que é automação de uma subestação e como ela deve ser efetuada, especificando telecontrole, as ferramentas e os equipamentos de uma SE automatizada. Serão explorados alguns conceitos utilizados em digitalização de subestações.

Por último, será mostrado como foi realizado o projeto de automação de uma subestação de energia através de um caso real.

Este trabalho permite que o leitor aprenda a analisar a arquitetura, os diagramas esquemáticos e lógicos de um projeto de uma SE digitalizada.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAG	Controle Automático de Geração
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
ED	Entrada Digital
GPS	Global Positioning System
IED	Intelligent Electronic Device (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
IEEE	(The Institute of Electrical and Electronics Engineers)
IHM	Interface Homem Máquina
LAN	Rede Local
NA	Contato Normalmente Aberto
NAVSAT	Navy Navigation Satellite System
NF	Contato Normalmente Fechado
ONS	Operador Nacional do Sistema
CLP	Controlador Lógico Programável
RDP	Registrador Digital de Perturbações
SD	Saída Digital
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA	Supervisory Control and Data Aquisition
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	Seqüencial de Eventos
TC	Transformador de Corrente
TI	Tecnologia da Informação
TP	Transformador de Potencial
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
UCL	Unidade de Controle Local
UTR	Unidade Terminal Remota

Capítulo 1 – Introdução

A vida moderna não pode prescindir da energia elétrica. Como insumo básico, o consumo de energia elétrica aumenta com o crescimento populacional e é fator fundamental para o desenvolvimento econômico de qualquer nação. A dependência da sociedade na energia elétrica se traduz por uma crescente demanda por qualidade e continuidade do suprimento, bem como por aumento do consumo além do crescimento vegetativo da população, tal qual ocorre nos países em desenvolvimento. Entretanto, a expansão da oferta de energia elétrica exige investimentos elevados que, associados às restrições de recursos normalmente encontradas, conduzem à necessidade de utilização ótima das instalações existentes. Além disto, as dimensões e os requisitos de continuidade e qualidade de suprimento tornam a operação dos sistemas elétricos bastante complexa. A implantação de usinas geradoras de grande capacidade, a ampliação das redes de transmissão com potências transmitidas cada vez mais elevadas, o aumento do número de interligações (entre regiões e entre países), a diversificação da matriz energética e a utilização de novas tecnologias introduzem desafios para a operação normal do sistema e, principalmente, para se conseguir o amortecimento rápido das oscilações eletromecânicas ocasionadas por distúrbios dinâmicos decorrentes de desligamentos forçados de componentes do sistema.

Para atender à crescente demanda com uma energia elétrica de qualidade, aliada a uma indispensável gestão empresarial com práticas de redução de custos, as concessionárias de energia têm direcionado os seus investimentos à automação de sistemas elétricos.

A automação de subestações visa a melhoria da qualidade no fornecimento de energia elétrica, reduzindo quantidade e tempo de interrupções através da supervisão do sistema elétrico em tempo real e direto, além da redução dos custos operacionais, através da automação de tarefas e centralização de ações operativas.

A operação de uma subestação é bastante complexa, pelo elevado grau de incerteza e pelo grande número de variáveis que manipula. As diversas ações de supervisão e controle requerem a presença de um operador capaz de manipular

vários tipos de dados e informações, respondendo às solicitações de forma efetiva em curto tempo [10].

Toda aplicação baseada na tecnologia analógica, com a introdução da tecnologia digital nas subestações, melhora intensamente o modo de operar uma subestação. Com a automação, o controle é feito com o mínimo de intervenção do usuário, resultando na eficiência da operação em pequeno tempo.

Duas principais fases do avanço tecnológico em controle do sistema elétrico foram: O emprego dos sistemas SCADA, "Supervisory Control and Data Aquisition", na década de sessenta; O uso de mini e, posteriormente, microcomputadores, realizando muitas tarefas de controle sistêmico centralizadamente e umas poucas tarefas locais em subestações, na década de setenta. Mas promoveu-se a mudança tecnológica, de fato, a partir da década de oitenta, quando microprocessadores mais potentes e algoritmos mais rápidos, processadores de sinal, processadores lógicos e processadores de comunicação, começaram a ser arranjados para manipular algoritmos complexos, transferindo grande massa de dados em tempo real, com "links" óticos a altas taxas de transmissão, com segurança. A partir de meados da década de 1990, começou-se a explorar o conceito de aproveitamento da inteligência distribuída nas subestações digitalizadas. Hoje, tais sistemas atingiram sua maturidade, sendo empregados praticamente para todas as funções de proteção, controle e monitoração de subestações.

Essa evolução tecnológica pavimentou o caminho para sucessivo incremento da digitalização das subestações, pois tornaram-se áreas onde mais se necessita da tecnologia digital para simplificação das atividades e confiabilidade da operação. Nesse sentido, os processos de Digitalização de Subestações podem se tornar requisito essencial para melhoria no desempenho técnico e econômico das Empresas de Energia Elétrica.

Sistemas de Controle e Proteção Digital realizam, localmente, desde funções clássicas de proteção e controle até sofisticadas funções automáticas de tratamento de dados para a automação de tarefas que demandem a presença mais constante de operadores nas subestações, e facilitam o controle local em emergência, com aprimoramento e/ou simplificação de tarefas manuais ou automáticas dos Centros de Operação.

1.1- Objetivos

Este trabalho propõe uma metodologia para especificação de telecontrole em subestações de energia elétrica. O telecontrole permitirá controlar e operar uma subestação à distância, a partir de um centro de controle, fazendo uso da tecnologia da informação.

O uso da tecnologia da informação vem da cooperação de várias empresas que buscam formas de automatizar ou controlar a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, investindo na pesquisa de softwares e hardwares para viabilizar seus objetivos.

Este trabalho abrange um conjunto de assuntos interdisciplinares utilizado na automação de processos, aonde se destacam três principais: computação; engenharia elétrica; telecomunicações.

A computação vai de encontro com as áreas da informática, como linguagens de programação, hardware e software; o conhecimento de engenharia elétrica é exigida em todos os equipamentos instalados na subestação, desde o mais simples relé auxiliar até as unidades terminais remotas; e a telecomunicação envolve as formas de comunicação, como protocolos, arquiteturas de redes e todos os equipamentos utilizados na comunicação de dados, como servidores, roteadores, *hubs* e *switches* [6].

1.2 – Vantagens e Desvantagens da Automação

A automação tornou-se algo de importância fundamental para a evolução tecnológica da humanidade. É impossível pensar que muitos dos benefícios dos quais a humanidade desfruta hoje poderiam ser alcançados sem que a automação tivesse parte neste contexto. Mas afinal, o que é automação?

A Digitalização, ou seja, o ato de digitalizar significa criar uma plataforma digital na qual sistemas possam residir e se relacionar. E é com este objetivo que a Digitalização de Subestações realiza uma conversão de todas as informações de supervisão, controle e proteção para a forma digital para posteriormente processá-las. Com isto, o projeto de digitalização de subestações, no que diz respeito à especificação e engenharia básica, necessita de definições claras e corretas de

modo que convirjam a soluções exeqüíveis, igualmente para a execução do projeto e das etapas de desenvolvimento e implantação, em um trabalho conjunto das equipes do cliente e do fornecedor.

Dentre as vantagens que a automação pode proporcionar, pode-se citar a criação de novos setores de emprego, como o de desenvolvimento de softwares específicos para controle de SE´s; serviços de maior qualidade e com um nível de confiabilidade elevado.

Enquanto que uma subestação convencional exigia uma grande quantidade de cabos e possuía uma grande complexibilidade para a realização de automatismos complicados, o que acarretava em uma pequena flexibilidade frente a modificações necessárias, além de um custo consideravelmente elevado, as subestações digitalizadas substituem grande parte da fiação por redes de comunicação, aumentando a confiabilidade e segurança da instalação.

Como desvantagem pode-se citar a demora na implantação do sistema. A integração das Unidades de Aquisição e Controle (UAC's) e os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's) pode ser demorada.

Na Figura 1-1 temos painéis digitais da SE Bandeirantes (GO).

Figura 1-1 – Painéis Digitais da SE Bandeirantes(GO).

Capítulo 2 – Conceitos e Metodologia

A automação de uma subestação de energia elétrica envolve muitos equipamentos e métodos, e exige um conhecimento teórico básico dos mesmos.

2.1 – Telecomunicações

Em uma subestação digitalizada os equipamentos estão se comunicando em tempo real e imediato através de protocolos de comunicação em redes, utilizando diversos equipamentos.

Comunicação De Dados – Princípios

Diferentes aspectos, mais ou menos complexos estão envolvidos na comunicação de dados entre computadores como será visto a seguir. Na figura 2-1 é mostrada uma comunicação entre 2 computadores.

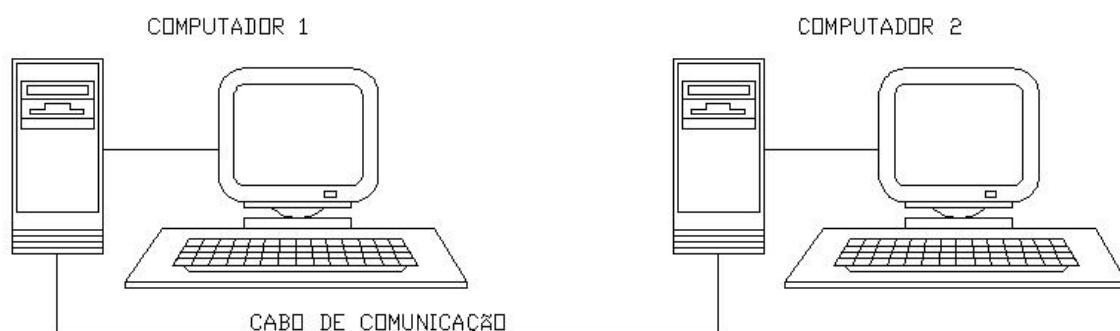



Figura 2-1 – Comunicação entre 2 computadores.

Para transmitir dados do computador 1 para o computador 2 ocorrem as seguintes etapas:

- O programa do usuário no computador 1 seleciona os dados a transmitir e deposita-os no subsistema de comunicação;

- Efetua-se a conversão Digital / Analógica dos dados;

- Os dados na forma analógica são transmitidos no meio de comunicação (cabo neste exemplo);

- Os dados chegam ao subsistema de comunicação do computador 2 e sofre uma conversão Analógica / Digital.

- Os dados são retirados pelo programa do usuário no computador 2 para sua aplicação.

Desta forma verifica-se que muitas são as alternativas de se fazer a transmissão, ao mesmo tempo em que se pode imaginar porque existe necessidade de se criar alguns padrões permitindo assim uma boa conectividade. A tecnologia de comunicação tenta estabelecer algumas arquiteturas visando padronizar as soluções de vários fabricantes.

2.1.1 - Padrão RS-232C e RS-485

O padrão RS-232C foi o primeiro padrão de comunicação serial para interligação de equipamentos, tendo sido introduzido em 1962. Suas características, que são basicamente para sinalização do meio físico, compreendem:

- transmissão unidirecional;

- uso de lógica positiva: +5 V a +15 V equivale ao “1” lógico; e -5 V a –15 V equivale ao “0” lógico :

- faixa garantida para operação entre 0 e 20 kbps (quilo bits por segundo);

- distância máxima recomendada: 50 pés (15m).

O padrão RS 485: é um padrão de comunicação diferencial, para linhas balanceadas, unidirecionais, de forma a permitir a implementação de redes de até 32 transmissores e até 32 receptores no mesmo par de fios de comunicação. Suas características principais são:

- sinal de saída nas faixas +2 V a +6 V e -2 V a -6 V;

- 0,4 V mínimo de sinal diferencial;

- limites de 10Mbit para distâncias de até 40 pés (13m) ou então, distância máxima de 4000 pés (1300m) para velocidades de até 100 kbps.

2.1.2 - Conceituação de redes

0 termo "Rede de Computadores" tem sido utilizado para designar a interconexão de computadores autônomos, ou seja, computadores que executam programas independentes. Tendo em vista as várias configurações previstas para as redes de computadores, suas finalidades, características e as distâncias entre equipamentos, é comum classificar-se as redes como sendo:

a) Rede de Área Local (LAN Local Area Network) são aquelas que têm até poucos quilômetros de extensão; taxa de transmissão de dados de alguns Mbps; são em geral particulares ("proprietárias"), de uso restrito, estando instaladas em fábricas, num conjunto de escritórios, num condomínio etc.

b) Rede de Área Extensa (WAN Wide Area Network) são aquelas que interligam equipamentos entre cidades ou mesmo países diferentes; possuem taxas de transmissão de dados menor que 1 Mbps; são de acesso aberto, não existindo uma classe específica de dados que circulam nessas redes; na maioria dos casos não é possível identificar um proprietário da rede propriamente dita, já que em geral utilizam recursos públicos (cabos telefônicos, e outros) e estão sujeitas a legislações específicas dos países conectados.

c) Rede de Área Metropolitana (MAN Metropolitan Area Network) são as redes que possuem distâncias razoáveis - tipicamente dentro de uma mesma cidade - mas nas quais são utilizadas tecnologia das LAN (é o caso, por exemplo, das redes policiais, de firmas de serviços públicos etc).

Os equipamentos básicos que interligam uma rede são o hub, o switch e o roteador.

Hub

O *hub* é um dispositivo que tem a função de interligar os computadores de uma rede local. Sua forma de trabalho é a mais simples se comparado ao *switch* e ao roteador: o *hub* recebe dados vindos de um computador e os transmite às outras máquinas. No momento em que isso ocorre, nenhum outro computador consegue

enviar sinal. Sua liberação acontece após o sinal anterior ter sido completamente distribuído.

Em um *hub* é possível ter várias portas, ou seja, entradas para conectar o cabo de rede de cada computador. Geralmente, há aparelhos com 8, 16, 24 e 32 portas. A quantidade varia de acordo com o modelo e o fabricante do equipamento.

Caso o cabo de uma máquina seja desconectado ou apresente algum defeito, a rede não deixa de funcionar, pois é o *hub* que a "sustenta". Também é possível adicionar um outro *hub* ao já existente. Por exemplo, nos casos em que um *hub* tem 8 portas e outro com igual quantidade de entradas foi adquirido para a mesma rede[7].

Figura 2-2 – Hub 8 portas RJ45 100Mbps

A velocidade é um fator importante, já que a velocidade da rede ficará limitada à velocidade do *hub*. Se for usado um Hub de 10 megabits, a rede operará a 10 megabits, mesmo que sejam usadas placas 10/100.

Hubs são adequados para redes pequenas e/ou domésticas. Havendo poucos computadores é muito pouco provável que surja algum problema de desempenho.

Switch

O *switch* é um aparelho com uma grande diferença do *hub*: os dados vindos do computador de origem somente são repassados ao computador de destino. Isso porque os *switchs* criam uma espécie de canal de comunicação exclusiva entre a origem e o destino. Dessa forma, a rede não fica "presa" a um único computador no envio de informações. Isso aumenta o desempenho da rede já que a comunicação está sempre disponível, exceto quando dois ou mais computadores tentam enviar dados simultaneamente à mesma máquina. Essa característica também diminui a ocorrência de erros (colisões de pacotes, por exemplo).

Assim como no *hub*, é possível ter várias portas em um *switch* e a quantidade varia da mesma forma.

O *hub* está cada vez mais em desuso. Isso porque existe um dispositivo chamado "*hub switch*" que possui preço parecido com o de um *hub* convencional. Trata-se de um tipo de *switch* econômico, geralmente usado para redes com até 24 computadores. Para redes maiores, mas que não necessitam de um roteador, os *switchs* são mais indicados [7].

Figura 2-3 – Switch 24 portas RJ45 10/100Mbps

Atualmente existem *switches* ópticos, onde o meio físico da comunicação é feita diretamente por cabos de fibra óptica ao invés de cabos de rede de par traçado com conectores. Isso evita a necessidade de conversores de Fibra óptica para Ethernet quando da comunicação de equipamentos de proteção e oscilografia, por exemplo, em uma SE digitalizada.

Roteador

O roteador é um equipamento utilizado em redes de maior porte. Ele é mais "inteligente" que o *switch*, pois além de desempenhar a mesma função deste, também tem a capacidade de escolher a melhor rota que um determinado pacote de dados deve seguir para chegar em seu destino. É como se a rede fosse uma cidade grande e o roteador escolhesse os caminhos mais curtos e menos congestionados. Daí o nome de roteador.

Existem basicamente dois tipos de roteadores:

- **Estáticos:** este tipo é mais barato e é focado em escolher sempre o menor caminho para os dados, sem considerar se aquele caminho tem ou não congestionamento;

- **Dinâmicos:** este é mais sofisticado (e conseqüentemente mais caro) e considera se há ou não congestionamento na rede. Ele trabalha para fazer o caminho mais rápido, mesmo que seja o caminho mais longo. De nada adianta utilizar o menor caminho se esse estiver congestionado. Muitos dos roteadores dinâmicos são capazes de fazer compressão de dados para elevar a taxa de transferência [7].

Os roteadores são capazes de interligar várias redes e geralmente trabalham em conjunto com *hubs* e *switchs*.

Figura 2-4 – Roteador 4 portas

A utilização de roteadores é voltada a redes de empresas (redes corporativas). Além de serem mais caros, tais dispositivos também são mais complexos de serem manipulados e só devem ser aplicados se há muitos computadores na rede. No entanto, muitos usuários de acesso à internet banda larga conseguem usar seus modems como roteador e assim, compartilham a conexão da internet com todos os computadores do local, sem que, para tanto, seja necessário deixar o computador principal ligado. Basta deixar o modem/roteador ativado.

2.1.3 - Meios Físicos de transmissão

Um meio de transmissão, chamado também de canal ou suporte de transmissão, é um meio de transmissão de ondas eletromagnéticas portadoras de informações ou sinais.

a) Condutores metálicos

Os condutores metálicos, tipicamente representados pelo par trançado e pelo cabo coaxial, têm a seguintes características principais:

- par trançado: bom em economia de dinheiro, tempo e energia; alta velocidade e de baixa imunidade.

Figura 2-5 – Cabo Par Trançado.

. - cabo coaxial: ruim em velocidade e bom em versatilidade; maior imunidade a ruídos; ruim em facilidade de instalação e manutenção;

Figura 2-6 – Cabo Coaxial

.

b) Fibras ópticas

As fibras ópticas são constituídas por um guia de ondas cilíndricas composto de 2 materiais transparentes, de índices de refração diferentes (o externo com índice ligeiramente superior). A transmissão é feita através de sinal de luz codificado, geralmente na freqüência do infravermelho, emitida por diodos emissores de luz ("LED") ou "*laser*". Como a freqüência de transmissão (freqüência da portadora) é bem superior às freqüências de sinalização usuais, a atenuação do sinal no domínio da freqüência é constante, permitindo taxas altíssimas de transmissão. A atenuação em fibras ópticas depende do comprimento de onda (ou freqüência) da luz utilizada na transmissão.

Observe-se que dada a característica da unidirecionalidade de transmissão, o mais usual é a instalação de duas fibras numa rede (uma para cada sentido).

Figura 2-7 – Cordão de Fibra Óptica Duplex, com conectores ST-ST.

c) Outros

Transmissão via rádio, satélite, micro onda: Usam o ar como caminho de passagem do sinal.

2.1.4 - Protocolos de Comunicação

Um protocolo de comunicação nada mais é do que a língua dos equipamentos, na realidade é um "conjunto de convenções que rege o tratamento e, especialmente, a formatação de dados num sistema de comunicação". Seria a "gramática" de uma "linguagem" de comunicação padronizada.

Protocolos de comunicação são como regras gramaticais através das quais dispositivos computadorizados comunicam-se entre si, é a maneira pela qual organizam e transmitem sinais binários codificando informação em padrões específicos.

De forma mais simplificada, um protocolo é um conjunto de regras que regulamenta como mensagens que contêm dados e informações de controle são agrupadas em uma fonte para sua transmissão através da rede e desagrupadas quando alcançam seu destino.

Para a transmissão de dados estes precisam ser organizados em um quadro de mensagens (protocolo). Houve época em que cada fabricante estabelecia seu próprio protocolo. Como resultado, quando este equipamento precisava ser integrado com outro não se conseguia estabelecer a comunicação.

Esta dificuldade tem sido superada por iniciativa de órgãos internacionais que procuram padronizar estes protocolos, ou pelo fato de algum protocolo tornar-se tão comum, de domínio público, que vários fabricantes passam então a usá-lo.

Sistemas de automação de subestações estabelecem comunicação das Unidades de Aquisição e Controle de Dados (UAC's) com dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) para transmissão de informações através de protocolos de comunicação. Os protocolos de comunicação aplicados variam de natureza dependendo da configuração do sistema e do tipo de troca de informação efetuada.

Em particular é interessante mencionar o protocolo IEC 870-5 que define as regras para a comunicação de equipamentos usados na automação de sistemas elétricos. Existem as aplicações específicas desta norma denominada IEC 870-5/101 que detalha a comunicação de um Sistema Central com uma UAC, e a IEC 870-5/103 que detalha a comunicação de um computador com relés digitais.

Um protocolo derivado desta norma IEC 870-5 é o protocolo DNP que define a comunicação de um Sistema Central com uma UAC (bastante utilizado nos EUA).

Já a norma IEC 870-6 detalha a comunicação entre centros de controle. Existem também os protocolos, “padrão de mercado”, que por serem altamente difundidos são usados por vários fabricantes. Neste conjunto pode-se citar o TCP-IP usado na Internet, e o MODBUS, dentre outros. Ao utilizar um destes protocolos os fabricantes estão atribuindo aos seus equipamentos grande conectividade o que é altamente desejável pelo usuário.

Todos os protocolos disponíveis podem trabalhar em paralelo.

O padrão Ethernet foi um dos primeiros protocolos de comunicação de rede local. Esse esquema de cabeamento e sinalização que descreve um método de conectar e compartilhar a fiação de computadores e sistemas de dados, chegou ao mercado no final dos anos 70 e continua sendo um padrão respeitado. A razão para a longa vida do padrão Ethernet é simples: proporciona transmissão de alta velocidade a um preço econômico, além de apresentar uma base sólida para o suporte de diversas aplicações de rede local. As empresas que comercializam placas adaptadoras Ethernet vêm mantendo seus produtos atualizados, e a Ethernet continua sendo uma boa opção em termos de rede local.

2.2 – Engenharia

Em uma SE digitalizada é necessário o conhecimento de todos os equipamentos utilizados na automação e na digitalização.

2.2.1 - Sistema de Aquisição de Dados

O sistema de aquisição de dados é composto pelas unidades de aquisição de dados e controle (UAC) e por unidades dedicadas (especializadas) como os relés digitais, os equipamentos de oscilografia, transdutores, etc.

Nos sistemas digitais de automação elétrica os dados normalmente coletados são:

· tensões e correntes (e grandezas derivadas: potência ativa, reativa, energias);

· estado (status) de equipamentos (disjuntores, seccionadoras, cargas reativas, chaves de comando, atuação de relés etc.), inclusive o estado dos módulos de *hardware* do sistema digital;

· temperaturas;

· no caso de usinas hidrelétricas: níveis de água, vazões, pressões;

· no caso de usinas térmicas: fluxos, níveis de combustível, etc.

As ações de comando e as sinalizações externas ao sistema digital são feitas ou através de mudança de estado de relés (contatos) ou por valores contínuos de ajustes na forma de corrente e tensão contínuas para sinal de referência *(set point)* de reguladores e sinalizadores (amperímetros).

2.2.2 – Unidades de Aquisição e Controle

A fonte de dados de uma subestação são as Unidades de Aquisição e Controle (UAC´s), cuja função primária é coletar os estados e as medidas da subestação, para transferí-las para um sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA) no centro de controle. As UAC´s possuem também funções de controle que através de lógica digital interna transfere pontos de saída para o SCADA. A lógica aumenta a confiabilidade do sistema, pois assim alguns pontos podem ser supervisionados por mais de um equipamento, pontos de proteção, por exemplo, são supervisionados pelo relé digital e pela UAC.

Devido à necessidade de aquisição e controle em tempo real, os dados são transportados utilizando a tecnologia de protocolos de comunicação. Atualmente, os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED´s) se comunicam também através de protocolos de comunicação, em conexão direta com a UAC, o que permite coletar dados diretamente dos IED´s.

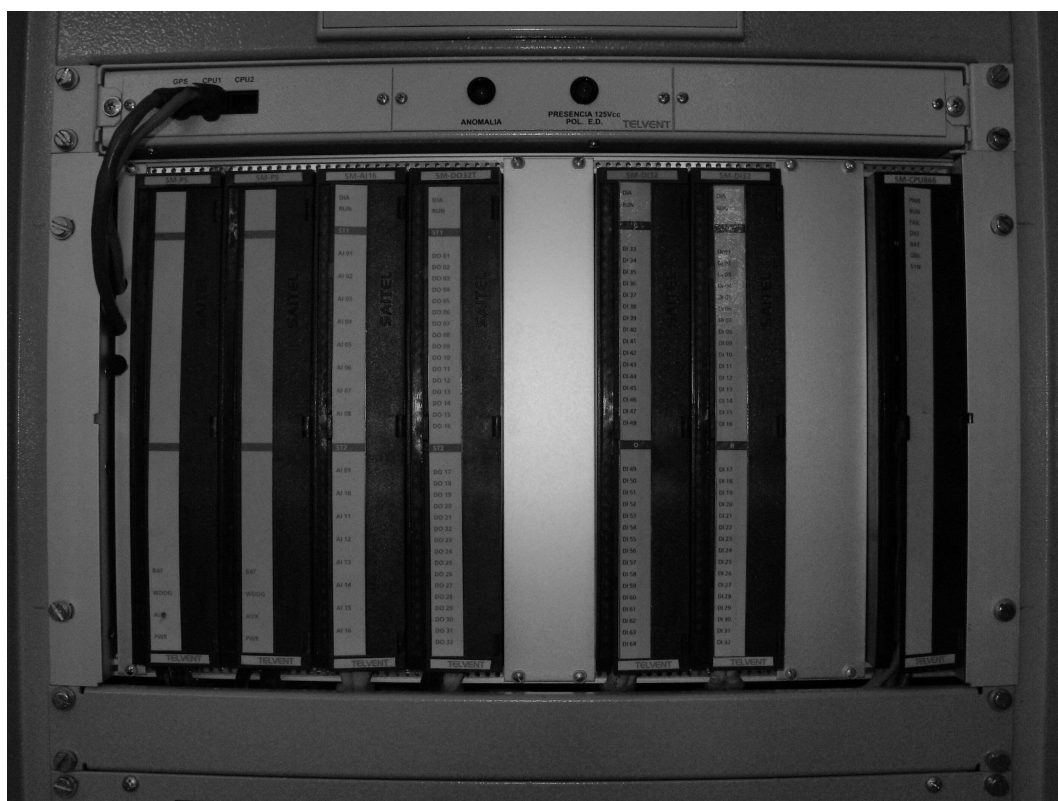



Figura 2-8 – UAC Saitel 2000DP da Telvent.

As UAC'S são compostas por módulos, descritos a seguir:

a) fonte: o módulo de fonte é o responsável pela alimentação dos módulos ativos e constitui-se de uma fonte chaveada com alimentação que pode ser CA 110/220 V, CC 12 V, CC 48 V, etc. e saídas de 5 V, ±12 V, ±24 V com o recurso de manter os valores de saída constantes independente das variações de entrada;

b) borneira e condicionamento de sinais: neste módulo é conectada a fiação vinda do campo (sinais de entrada e saída). A ligação com os dispositivos do campo é feita através de circuitos ópticos acopladores, circuitos estes que convertem o sinal elétrico em luz e a seguir fazem a desconversão, ou então por relés auxiliares, mantendo assim uma isolação entre o campo e a UAC. Neste módulo são também incluídos os circuitos para proteção contra eventuais surtos vindos do campo e que possam atingir a UAC;

c) módulo de processamento: este módulo é a unidade central de processamento onde encontra-se o microprocessador que controla e processa as informações, e o relógio *(clock)* que define o ciclo de processamento. Nele estão os bancos de memória onde se alojam os dados e o programa. Neste módulo encontram-se também os circuitos eletrônicos para efetuar a comunicação de dados entre a UAC e o sistema central. A comunicação da UAC com outros níveis do sistema de automação (central de operações, outras UAC do sistema formando neste caso uma rede) pode ser feita através de transmissão via rádio, fio direto ou fibra óptica. Esta comunicação é estabelecida obedecendo-se padrões físicos e lógicos, com velocidades de transmissão características de cada padrão;

Entradas Digitais (ED)

As entradas digitais ocupam o papel de interface do sistema digital de proteção e controle como os equipamentos em campo. É através das entradas digitais que se efetuam as aquisições das informações digitais a partir dos contatos externos da instalação, por exemplo, estados dos disjuntores e seccionadoras. Os estados, que deverão ser supervisionados para cada subestação, devem ser

definidos na fase de projeto e devem estar representados nos diagramas lógicos, bem como em quais intertravamentos estes irão intervir.

Neste cartão são ligadas as entradas digitais (contatos) passando por acopladores ópticos e proteções (varistores). Um cartão pode acomodar diversas entradas digitais, dependendo do modelo e do fabricante. Na Fig. 2-9 é mostrada a ligação esquemática de uma destas entradas, feita por via direta ou via relé auxiliar.

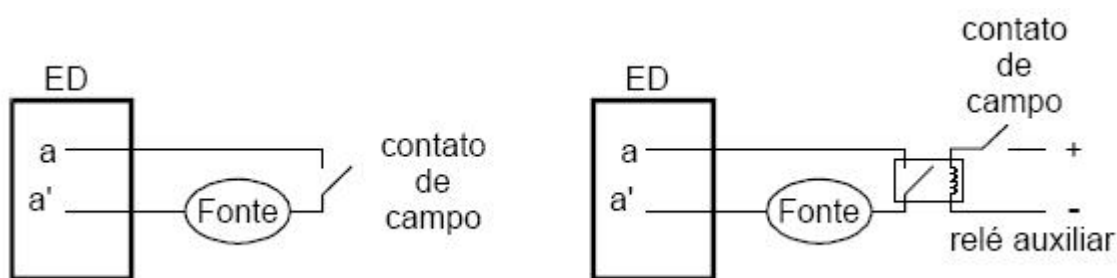



Figura 2-9 – Esquemático de uma ED via direta ou via relé auxiliar.

Quando o contato está fechado, a tensão da fonte é transferida aos dois terminais da entrada aa'. Esta fonte pode ser externa ou interna, pode ser de corrente alternada (CA) ou contínua (CC). Como exemplo, pode-se citar uma UAC de pequeno porte utilizada para telecomandar chaves dos circuitos da rede primária de distribuição que utiliza uma tensão interna CC de 12 V para isto. O circuito eletrônico do cartão ED, que mede a tensão nos terminais, compara-a com dois níveis de tensão 75% (ou 9 V) e 25% (ou 3 V) para transições positivas e negativas que correspondem respectivamente a contato fechado e aberto. A este par de terminais de entrada aa' corresponderá na UAC um endereço que conterá a informação '1' ou '0' caso o contato esteja fechado ou aberto.

Saídas Digitais (SD)

Neste cartão aloja as saídas digitais, cada qual contendo também um endereço na UAC. Quando num endereço está o dígito '1', na correspondente saída digital surgirá uma corrente que poderá ser enviada ao campo para comando. Em muitos casos este acionamento é feito via relés auxiliares de baixo consumo permitindo o uso dos componentes mais simples no cartão (Fig. 2-10).

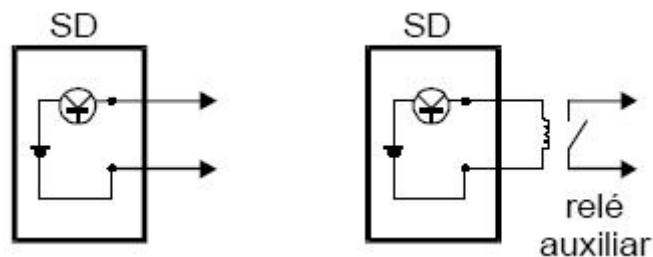



Figura 2-10 – Esquemático de uma SD via direta ou via relé auxiliar.

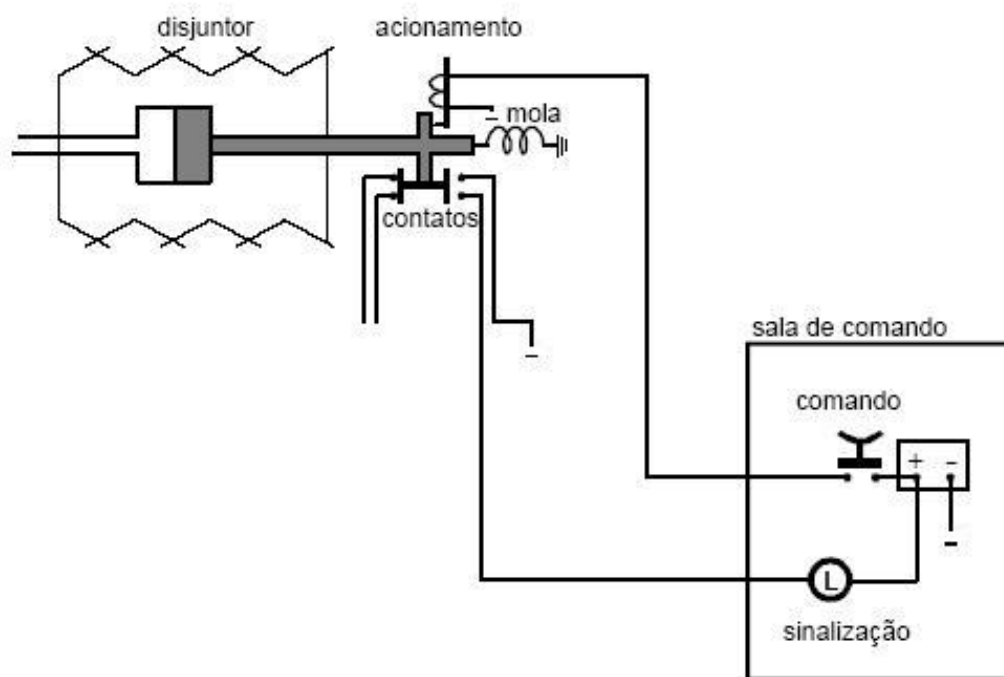
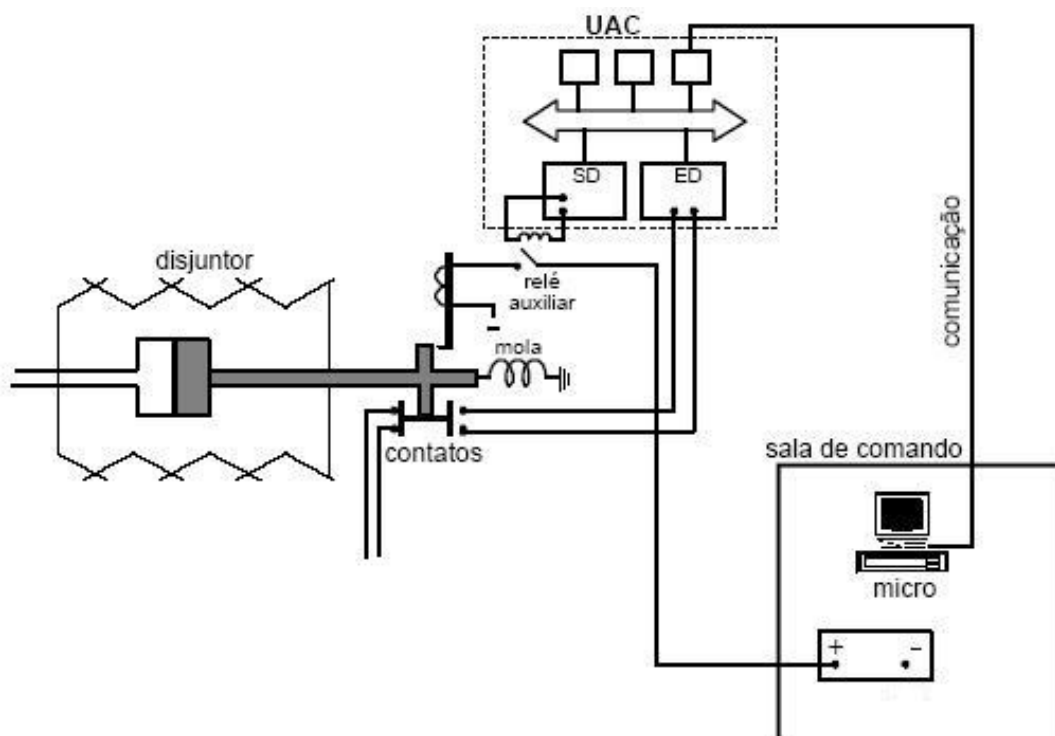
Estes cartões podem incluir uma rotina denominada "*check before operate*" normalmente constituída por duas funções: a primeira, mais simples, consiste em verificar o estado *(status)* das saídas digitais a qualquer momento, e a segunda consiste em verificar se a seleção dos elementos de comando foi correta, antes do acionamento. Esta verificação é feita com o sinal presente no conector de saída que por sua vez é lido e a informação devolvida ao processador. O processador tem posse do sinal desejado e o sinal na saída do conector. Sendo estes iguais, o processador aguarda o comando ser concluído. Em caso contrário, desativa o circuito de alimentação das saídas digitais inibindo a realização do comando. Neste ponto pode-se entender como é feito o telecomando e supervisão no sistema digital.

Comando Convencional

Telecomando Digital

Figura 2-11 – Comando no sistema convencional e no digital.

Na Fig. 2-11 procura-se mostrar esquematicamente como é feito o comando no sistema convencional e no digital. No sistema convencional, ao ser pressionado o botão de comando, surge corrente no circuito de acionamento que puxa o pino de travamento permitindo que a mola abra o dispositivo. Solidário com o eixo do pólo do disjuntor encontram-se os contatos auxiliares NA e NF. O contato NF fecha e a lâmpada L indica disjuntor aberto na sala de comando.

No sistema digital, via mouse ou teclado, inicia-se a ação no micro na sala de comando. A informação vai do micro à UAC pelo cabo de comunicação. A chegada dela na UAC provoca o acionamento da saída digital e a abertura do disjuntor. O contato NF é lido na UAC e esta informação é enviada ao micro na sala de comando onde em sua tela é mostrada a ocorrência do comando (por exemplo, mudando a cor do símbolo).

As saídas digitais também ocupam o papel de interface do sistema digital de proteção e controle como os equipamentos em campo. Através das saídas digitais que se efetuam os comandos nos equipamentos da instalação, como por exemplo, comandos de abertura, fechamento ou religamento nos disjuntores. As condições sob as quais os contatos das saídas digitais mudarão de estado devem ser definidas na fase de projeto e devem estar representadas nos diagramas lógicos.

A Figura 2-12 exemplifica uma lógica de fechamento e abertura de um disjuntor 52DX. Os blocos “&” representam um bloco lógico “E”, os blocos “>=1” representam um bloco lógico “OU”, os blocos com “S1” e “R” blocos “SET-RESET” e os restantes são temporizadores.

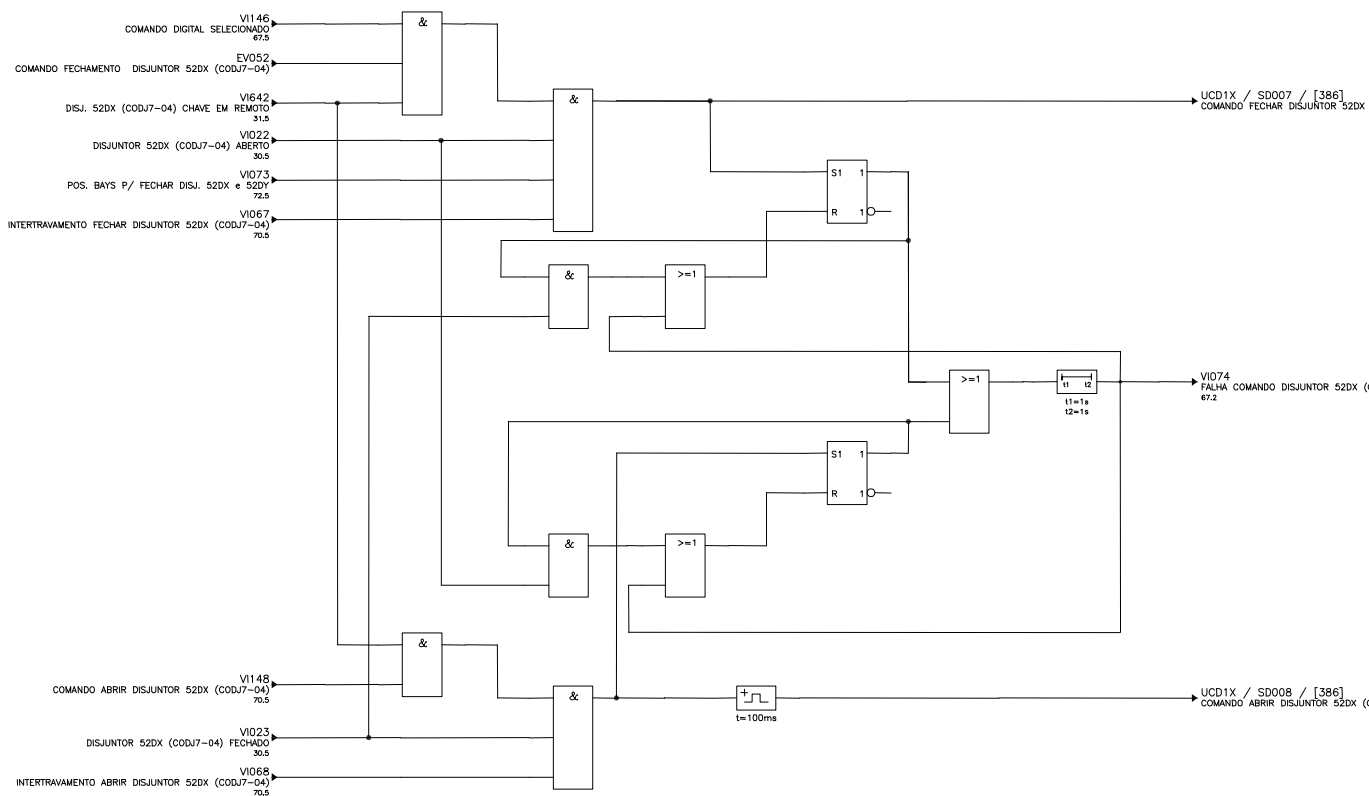



Figura 2-12 – Lógica de Fechamento e Abertura de um disjuntor.

Entradas Analógicas

Este cartão abriga as entradas analógicas cada qual contendo um endereço na UAC. No endereço fica escrito o valor da variável contínua correspondente a um valor de entrada de tensão CC dentro da faixa de ± 10 V, ou um valor de corrente CC em diversas faixas (4 – 20mA, 0-10mA, etc).

As entradas analógicas servem para a aquisição de informações analógicas a partir de transdutores de corrente ou tensão. Podem também controlar variáveis como temperatura, pressão e detectores de nível de modo a fornecer ao sistema digital a capacidade de realização de automatismo como controle de bancos de capacitores. Através das entradas analógicas e conversores analógico/digital internos ao equipamento, grandezas analógicas podem ser transmitidas a níveis superiores e gerar alarmes digitais em função de seus valores.

As entradas analógicas coletam as medidas nos equipamentos e são calculadas e exibidas na tela do operador, e algumas vezes também em multimedidores com display digital nos painéis de controle das SE´s.

Figura 2-13 – Multimedidor com display removível [12].

Saídas Analógicas

Este cartão aloja as saídas analógicas, cada qual com um endereço na UAC. Dependendo do valor existente no endereço aparecerá um sinal analógico de tensão CC na faixa entre ± 10 V, ou de corrente CC em diversas faixas (4 – 20mA, 0-10mA, etc).

De forma resumida:

- Entrada de Dados:

Variáveis Analógicas: aquisição de valores de tensão, corrente, temperaturas, níveis de reservatório, dentre outros.

Variáveis Digitais: aquisição de informação sobre o estado ou posição de disjuntores (aberto ou fechado), de chaves, ou de equipamento ligado ou desligado.

- Saídas Digitais: mudança de posição de contato aberto/fechado permitindo assim o telecomando de equipamentos e dispositivos (chaves, disjuntores etc.)

- Saídas Analógicas: fornecimento de valores contínuos para ajuste da referência *(setpoint)* de componentes eletrônicos dedicados de controle, como os reguladores de tensão e de velocidade de geradores, e sinais para medidores analógicos tipo amperímetros.

Com todos os dados processados pelos cartões digitais e analógicos, a CPU da UAC aquisita os dados em pacotes e os envia ao sistema SCADA através de protocolo de comunicação.

Nas SE´s analógicas, as remotas antigas, chamadas de Unidades Terminais Remotas (UTR´s), possuem uma capacidade de aquisição de pontos muito reduzida e limitada. Para enviar os dados ao ONS as UTR´s enviam os dados via microondas a um Centro de Operação do Sistema (COS) que já possua um SCADA e de lá a ONS coleta os pontos.

As UAC's e unidades dedicadas são projetadas para coletar dados, que chegam na forma de sinal padrão (por exemplo, correntes CC na faixa 4-20 mA ou tensão CC de ± 10 V). Nem sempre o sinal do processo se enquadra neste padrão.

A adaptação dos sinais do processo de forma a torná-los compatíveis com a UAC é feita pelos dispositivos de interface:

· transformadores de corrente (TC)
· transformadores de potencial (TP)
· transdutores
· reles de interface

2.2.3 - Transformadores de corrente e potencial

A grande expansão dos sistemas elétricos exige o uso de correntes e tensões cada vez mais elevadas. Para controlar e proteger esses sistemas é necessário que as informações sobre os valores de corrente e tensão sejam conhecidos. Com a impossibilidade de dispormos de instrumentos que meçam diretamente essas grandezas, utilizamos transformadores de instrumentos, para obtermos valores de tensão e corrente que se adaptem aos instrumentos disponíveis. No caso da medida de tensão utilizamos os transformadores de potencial (TP) e para corrente temos os transformadores de corrente (TC).

Figura 2-14 – Transformador de Corrente.

Os transformadores de corrente e potencial tem a função de suprir de corrente e tensão os relés e medidores com tensão proporcional aos circuitos de potência, suficientemente reduzidas do ponto de vista de seu isolamento. Esses transformadores de corrente apresentam a impedância, vista pelo lado do enrolamento primário (enrolamento ligado em série com o circuito de alta tensão) desprezível, comparada com a do sistema ao qual está instalado. De maneira que a corrente que circula no primário dos transformadores de corrente é definida pelo circuito de potência.

Figura 2-15 – Transformador de Potência Indutivo.

Os objetivos principais desses transformadores são:

- Alimentar os sistemas de proteção com tensão e corrente reduzidas e proporcionais às grandezas do circuito de força.
- Proporcionar isolamento entre o circuito de alta tensão e os instrumentos.

2.2.4 – Transdutores

Os transdutores são dispositivos que modificam a natureza do sinal.

Pode ser considerado um transdutor o medidor de energia residencial, composto por um disco que gira com velocidade proporcional ao produto dos fluxos magnéticos produzidos por uma tensão e uma corrente (portanto a potência) aplicados a ele. Outros tipos de transdutores recebem um sinal de entrada qualquer, e produzem na saída um sinal de corrente contínua (ou tensão) proporcional. Podem muitas vezes fornecer na saída pulsos de freqüência proporcional ao sinal de entrada.

Na automação elétrica encontram-se vários tipos de transdutores para medição de:

· tensão
· corrente
· potência ativa, reativa, cos(fi)
· temperatura
· níveis, vazões, pressões, etc.

Figura 2-16 – Transdutor que funciona também como multimedidor.

2.2.5 - Relés de interface

Para acionamento dos disjuntores em geral utiliza-se tensão CC de 125 ou 250 Volts e corrente considerável. Assim para que uma saída digital de uma UAC entre nestes circuitos é preciso que ela tenha esta capacidade de corrente e tensão podendo resultar num projeto antieconômico. A alternativa é fazer com que ela venha a agir através de relés auxiliares com esta capacidade.

Analogamente, os contatos auxiliares de equipamentos (disjuntores, seccionadoras etc.) estão previstos para serem inseridos em circuitos CC de 125, 250 V. Alguns projetistas consideram que seja necessário o uso deste nível de tensão para identificar o estado *(status)* destes equipamentos, visto que estes contatos estão submetidos a intempéries (oxidações) podendo resultar numa falsa indicação quando utilizado com tensões menores (12, 24, 48 V). Neste caso ou se projeta a entrada digital da UAC para tensões e correntes altas, ou alternativamente utilizam-se relés auxiliares.

Este relés são também denominados relés de interposição, e permitem, pois, que se utilize tensões baixas nas entradas e saídas digitais das UAC's. Estes relés, ao mesmo tempo provêm uma isolação (separação), entre os circuitos de campo e da UAC.

Figura 2-17 – Relé auxiliar com 2 contatos NA/NF [5].

2.2.6 - Unidades dedicadas

Estão incluídos neste grupo:

· relés digitais

· equipamentos de oscilografia

. medidores eletrônicos multifunção

Pode-se dizer neste ponto que estas unidades são semelhantes às UAC's consistindo de CPU, memória, cartões de entrada e de saída.

Os relés digitais, para executar suas funções, usam as entradas analógicas para determinar os valores de corrente e tensão, processam as informações, e como resultado atuam numa saída digital que entra no circuito de comando do disjuntor.

Os equipamentos de oscilografia possuem entradas digitais e analógicas, processam as informações, e mostram seus resultados em tela e impressora.

Os medidores multifunção possuem entradas analógicas para ler as tensões e correntes trifásicas e a partir delas calculam as demais variáveis (P,Q, cos fi).

Segue-se, pois que todos estes equipamentos são semelhantes em circuitos e funções.

Devido à diferença entre as funções que executam, não é econômico ter um único equipamento geral para os fins descritos anteriormente, e para a UAC.

Os relés de proteção precisam coletar dados com resolução menor que 1 ms, ou seja, a cada 1 ms devem coletar os valores de tensões e correntes em todas as fases. Precisam também, neste intervalo de tempo, filtrar os sinais de entrada e processá-los para decidir sobre existência ou não de defeito.

Os equipamentos de oscilografia precisam reproduzir as formas de onda incluindo algumas harmônicas. Dependendo das harmônicas de interesse, ele precisa coletar os dados das variáveis (exemplo: tensão e corrente) com freqüência alta. Assim, se é desejado conhecer a participação da 10a. harmônica, a freqüência de amostragem deve ser superior a 1200 Hz (2x10x60), ou seja, deve colher 20 amostras por ciclo de 60 Hz, portanto a resolução será de 0,8 ms.

As UAC's podem abrigar grande número de pontos (entradas/saídas) dependendo da aplicação.

Para geradores de usinas hidroelétricas, por exemplo, chegam a ter mais de 500 pontos. Às vezes a UAC tem que atender especificações para ler algumas

entradas digitais com resolução de 1 ms e outros com resolução mais lenta de 10 ms. Neste caso pode resultar que o fabricante venha optar por dividir a UAC em duas ou mais partes com processadores separados. Para UAC's de grande porte, alguns fabricantes apresentam como solução uma arquitetura distribuída consistindo de uma rede local com vários módulos separados, cada um com sua própria CPU, memória e comunicação (resultando num gabinete com um ou mais módulos para Entradas Analógicas, outros para Entradas Digitais, outros para Saídas Digitais, outros para Saídas Analógicas e alguns módulos mistos).

2.2.7 - GPS

O Sistema de Posicionamento Global, conhecido por GPS (*Global Positioning System*), é um sistema de posicionamento por satélite, utilizado para determinação da posição de um receptor na superfície da Terra ou em órbita.

O GPS está baseado no sistema de satélites NAVSTAR pertencente ao governo americano e monitorado ininterruptamente pelo DoD (Departamento de Defesa americano). Seu uso civil foi liberado somente em 1980.

O sistema é composto por 24 satélites orbitando em 6 planos inclinados em 55º ao Equador, a uma altitude de 20200 km com ciclos de 12 horas. Todos em operação (e mais três sobressalentes) estão dispostos de tal forma que no mínimo existam cinco deles visíveis para qualquer ponto da terra e a qualquer momento. Devido à grande altitude em que os satélites se encontram, suas órbitas se tornam muito estáveis, pois quase não sofrem resistência atmosférica.

O DoD tem quatro estações monitoras na Terra, três estações de transferência, e uma estação de controle central. As estações monitoras rastreiam os satélites continuamente e fornecem dados para a estação de controle central. A estação de controle central calcula os caminhos dos satélites e coeficientes de correção dos relógios e os envia para uma estação de transferência. As estações de transferência transmitem os dados para cada satélite pelo menos uma vez por dia.

Cada satélite contém um par de relógios atômicos com precisão de nanosegundos que constantemente enviam sinais com seus códigos de identificação. Os dados são enviados para a superfície por meio de ondas de rádio, que viajam a velocidade da luz, assim os receptores conseguem saber quanto o sinal viajou, sabendo quanto tempo ele demorou para chegar [14].

Frente à característica dos sistemas digitais de controle de subestações integrarem diversos equipamentos que devem operar de forma conjunta e integrada, um requisito fundamental a estes sistemas é a sincronização de tempo.

Para que a análise dos dados seja feita de forma correta, os vários registradores de perturbações da subestação devem ter uma hora e data comum. Logo, em todas as subestações digitalizadas existe um GPS que, através da unidade de controle central deverá sincronizar todos os relógios internos dos

equipamentos, sincronizando as UAC´S, relés de proteção e tudo o que está conectado à rede de telecomunicação da SE.

Esta rotina de sincronização do tempo deverá ser processada na inicialização do sistema, periodicamente (geralmente a cada 10 minutos), e tendo ocorrido uma perda de sincronismo, após o restabelecimento de tal.

Figura 2-18 – GPS usado em SE´s e sua vista traseira [9].

Se, por exemplo, uma unidade de processamento foi programada para receber uma mensagem de sincronização em períodos de 10 em 10 minutos e esta unidade não recebe nenhuma mensagem de sincronismo durante um período de 15 minutos, o sistema digital irá declarar-se em "perda de sincronismo" e o registro seqüencial de eventos não será confiável até que se restabeleça uma situação normal de sincronização.

Atualmente existem GPS´s equipados exclusivamente para atuarem em instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. E em alguns casos possuem várias portas com diferentes tipos de conectores para efetuar o sincronismo (conectores RJ45, DB9, IRIG-B, etc), o que permite sincronizar diversos tipos de equipamentos.

2.2.8 - Oscilografia

Os oscilógrafos são utilizados para analisar fenômenos do sistema elétrico. Nas SE´s automatizadas deve-se registrar a atuação de relés de proteção, abertura e fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras e outras indicações de estado de interesse, com precisão de até um milisegundo, possibilitando o encadeamento histórico das ocorrências. Devido à elevada precisão, a aquisição desses dados é efetuada normalmente por equipamentos autônomos, que se comunicam com o centro de controle e demandam um dispositivo de sincronização de tempo (GPS).

Esse registro, atualmente é feito por Registradores Digitais de Perturbações (RDP). Eles podem ser utilizados como registradores tanto de eventos de curta duração do tipo curto-circuitos, energização... como também para fenômenos de longa duração como oscilações, afundamentos de tensão... atendendo desta maneira tanto o setor de transmissão e distribuição quanto o de geração.

Três tipos diferentes de registros são armazenados: registros de forma de onda, registros fasoriais e registros de medição contínua.

Figura 2-19 – Registrador Digital de Perturbações [9].

Os registros de forma de onda são os mais conhecidos, onde é possível analisar a própria forma da onda, possibilitando assim a verificação de fenômenos da ordem de microsegundos e também a análise harmônica do sinal, já que os dados são capturados a até 5760 amostras por segundo.

Os registros fasoriais são menos conhecidos, pois poucos equipamentos possuem esta capacidade ainda, mas estes registros são muito úteis em usinas e para a análise de fenômenos mais lentos, da ordem de minutos. Já os registros de medição contínua permitem acompanhar os níveis de corrente e tensão, assim como grandezas derivadas durante o dia [9].

2.2.9 – Sistema de Supervisão Controle e Aquisição de Dados (SCADA)

Para a configuração dos sistemas digitais de subestações, normalmente existem dois softwares básicos. Um deles é utilizado para programar o equipamento de controle e o outro é o supervisório, onde se desenvolvem todas as telas que servirão de interface do operador com o sistema.

É através do software que são configuradas todas as entradas e saídas digitais que fazem parte da instalação. Também os ajustes e parâmetros, os limites inferiores e superiores das grandezas analógicas são configurados neste software, além de poderem ser alterados on-line em função das características necessárias ao sistema.

Todas as lógicas de consistência de estados, intertravamentos, obtenção de pulsos e lógicas de automatismos são programadas com uma linguagem de programação que varia de fabricante para fabricante.

Todos as telas que são representadas no display de cristal líquido de cada IHM também devem ser programadas para terem seus estados e comandos interligados com os equipamentos no campo. Na figura 2-20 temos um exemplo de uma tela representada em uma IHM.

TR1 - Setor 138kV

89-58	PN
	PI
89-62 52-9	PT
	VF1
	VF2
89-60	MES
	COM
	IND
	↑TAP
	↓TAP
TAP 00	AUTO
REM	IHM

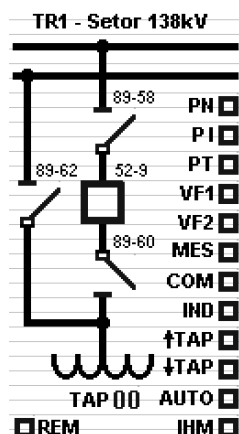



Figura 2-20 – Tela de uma IHM.

O software supervisório é provido de um sistema de desenho (CAD) onde são desenvolvidos os diagramas unifilares, de proteção utilizados para a supervisão e controle da SE.

Neste software ainda é configurada a base de dados do sistema, com informações de números operacionais dos equipamentos e textos descritivos que deverão aparecer nas listas de eventos e alarmes.

É neste software que o operador da subestação terá acesso aos comandos dos equipamentos da SE sendo este o local apropriado para se executar os comando, já que assim ele terá uma visão global da SE.

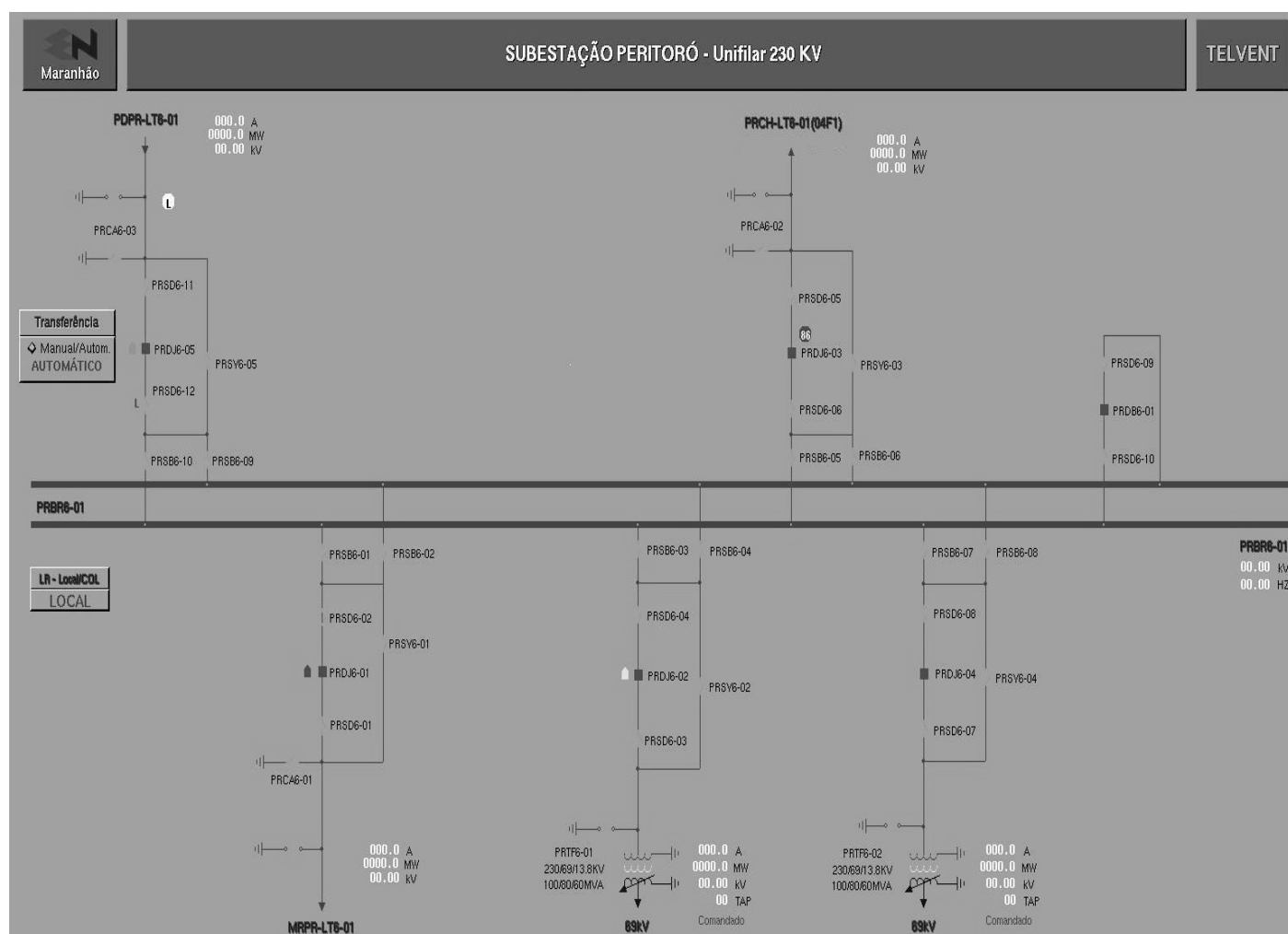



Figura 2-21 – Unifilar de uma SE em um SCADA.

As sinalizações em uma SE digitalizada aparecem na tela do SCADA, alertando o operador sobre qualquer evento que ocorra no sistema. Nas SE's convencionais as sinalizações aparecem nos chamados anunciadores, que ficam,

geralmente de frente para os operadores. A figura 2-22 exemplifica um anunciador utilizado na SE Bandeirantes(GO).

Figura 2-22 – Anunciador do setor de 345kV da SE Bandeirantes(GO).

O software SCADA fornece ao operador todas as informações da SE através da tela do seu microcomputador.

Informações como Lista de Eventos, são representadas cronologicamente. A precisão de registro é de milissegundos, o que facilita o rastreamento dos defeitos.

Além das Listas de Eventos temos as Listas de Alarme que nos mostram apenas alterações emergenciais, nestas telas os alarmes ativos e não ativos devem ser reconhecidos pelo operador para que desapareçam da tela confirmando assim que esta informação foi vista.

Temos além das telas de supervisão e controle, as telas de ajustes que são telas de navegação para profissionais específicos, pois são nestas telas que informamos aos algoritmos programados os tempos de abertura/fechamento de

disjuntores, seccionadoras etc... , como também tempo de subida/descida de tap's dos transformadores.

2.2.10 – Centros de Operação Regional (COR) e do Sistema (COS)

Quando uma subestação possui um sistema digital, ele acumula as informações em duas bases de dados: a de tempo real, e a histórica.

Alguns dados em tempo real são necessários ao sistema de supervisão e controle da rede (COS/COR). Desta forma são previstos nos sistemas digitais meios para a intercomunicação destes dados.

Os dados relativos às UAC´s são comunicados aos Centro de Operação Regional (COR) via canal de telecomunicações.

Cumpre notar neste ponto que apenas os dados mais significativos da estação dizem respeito às atividades do Sistema de Supervisão e Controle. Por exemplo, é de interesse o estado dos disjuntores das linhas, geradores e transformadores, as potências ativas e reativas em cada elemento, e a tensão nos vários trechos de barra. Outros dados não têm interesse, como por exemplo, o estado dos disjuntores do serviço auxiliar da estação.

No COR ocorrem a operação e o atendimento das subestações e usinas de uma região da área global. Dele partem os sinais de telecomando dos disjuntores, os sinais para partir e conectar um dado gerador na usina, e chegam todos os dados coletados nas UAC. No COR está localizado um sistema computacional que possui a interface homem-máquina (IHM) adequada ao operador da rede regional. A IHM permite a ele tomar o conhecimento dos alarmes, da seqüência de eventos, das medições, bem como executar os telecomandos. Em resumo, reside no COR um sistema SCADA.

No Centro de Operação do Sistema (COS) encontram-se as facilidades para a operação global centralizada do sistema e a coordenação da geração e carga. No COS está localizado um sistema digital, onde encontram-se as funções denominadas de "alto nível"; onde são obtidas as informações necessárias a operação adequada e segura do sistema. Algumas destas funções são:

- Previsão de carga ligada, em base horária.
- Programação hidro energética, previsão de cheias e vazões efluentes nos reservatórios.
- Fluxo de potência.

- Estimador de estado.
- Análise de contingência (análise de segurança).
- Otimização da geração e transmissão.
- Controle automático de geração (CAG), ou o controle de carga e freqüência.
- Coordenação da manutenção.

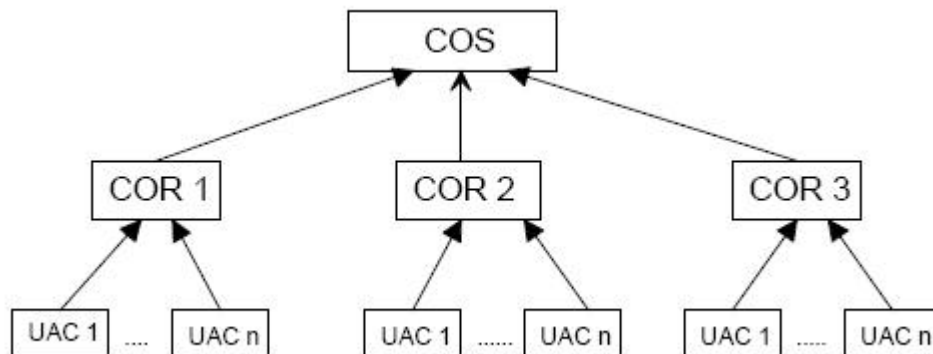



Figura 2-23 – Níveis hierárquicos de um Sistema de Supervisão e Controle.

Os sistemas de supervisão podem agir na subestação, ligando/desligando linhas e transformadores. Esta função tem maior ou menor dificuldade de ser implementada dependendo do padrão de comunicação usado.

Por isso é importante que os sistemas digitais utilizem sistemas de comunicação que sejam padronizados.

2.2.11 - Base de Dados

Na base de dados de uma SE estão todos os dados que serão coletados e enviados ao SCADA e ao ONS. Na base estão os TAG´s, que são uma seqüência de caracteres que a UAC e/ou SCADA vai identificar, de forma que não existem TAG´s iguais, pois não existem pontos iguais; a descrição dos pontos; se o ponto gera alarme ou evento; e para onde ele vai, se vai para o COR, COS, etc.

É importante manter um padrão nos TAG´s e descrições dos pontos, para que, quando um disjuntor operar todos os equipamentos tenham sempre a mesma mensagem de abertura ou fechamento.

No Brasil todos os pontos da base de dados devem chegar ao ONS, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). E o ONS, a partir de seus procedimentos de rede, (documentos elaborados pelo ONS, que estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do SIN), exige um número mínimo de pontos a serem supervisionados dependendo da SE (Procedimento de Rede Módulo 10.19).

A tabela 2-1 apresenta um exemplo de lista de pontos contendo as entradas digitais a serem utilizadas como modelo.

TAG	DESCRIÇÃO	TEXTO 0	TEXTO 1
RG3SC24EPOOP	RG RAX SECC. 35E2-4 ABERTA	NÃO ABERTA	ABERTA
RG3SC24EPOCL	RG RAX SECC. 35E2-4 FECHADA	NÃO FECHADA	FECHADA
RG3SC24EF125	RG RAX SECC. 35E2-4 FALTA 125Vcc CIRC. CONTROLE	NORMAL	FALHA
RG3SC24EF480	RG RAX SECC. 35E2-4 FALTA 480Vca CIRC. MOTOR	NORMAL	FALHA
RG3SC24EFMOT	RG RAX SECC. 35E2-4 FALHA NO MOTOR	NORMAL	FALHA
RG3SC24EDPOL	RG RAX SECC. 35E2-4 DISCORDÂNCIA DE PÓLOS	NORMAL	ATUADO
RG3SC24ECREM	RG RAX SECC. 35E2-4 CHAVE EM REMOTO	LOCAL	REMOTO
RG3SC25EPOOP	RG RAX SECC. 35E2-5 ABERTA	NÃO ABERTA	ABERTA
RG3SC25EPOCL	RG RAX SECC. 35E2-5 FECHADA	NÃO FECHADA	FECHADA
RG3SC25EF125	RG RAX SECC. 35E2-5 FALTA 125Vcc CIRC. CONTROLE	NORMAL	FALHA
RG3SC25EF480	RG RAX SECC. 35E2-5 FALTA 480Vca CIRC. MOTOR	NORMAL	FALHA
RG3SC25EFMOT	RG RAX SECC. 35E2-5 FALHA NO MOTOR	NORMAL	FALHA
RG3SC25EDPOL	RG RAX SECC. 35E2-5 DISCORDÂNCIA DE PÓLOS	NORMAL	ATUADO

Tabela 2-1 – Entradas Digitais.

A tabela 2-2 exibe uma lista com as saídas digitais configuradas.

TAG	DESCRIÇÃO	TEXTO 0	TEXTO 1
RG3SC24OPERM	RG RAX PERMISSÃO DE MANOBRA SECCIONADORA 35E2-4	-	PERMISSÃO
RG3SC24OORCL	RG RAX FECHAMENTO SECCIONADORA 35E2-4	-	FECHAR
RG3SC24OOROP	RG RAX ABERTURA SECCIONADORA 35E2-4	-	ABRIR
RG3SC25OPERM	RG RAX PERMISSÃO DE MANOBRA SECCIONADORA 35E2-5	-	PERMISSÃO
RG3SC25OORCL	RG RAX FECHAMENTO SECCIONADORA 35E2-5	-	FECHAR
RG3SC25OOROP	RG RAX ABERTURA SECCIONADORA 35E2-5	-	ABRIR
RG3DJE2OORCL	RG RAX COMANDO FECHAR DISJUNTOR 15E2	-	FECHAR
RG3DJE2OOPCS	RG RAX CMD ABRIR DISJ. 15E2 COM SINCRONIZADOR	-	ABRIR
RG3DJE2OOPSS	RG RAX CMD ABRIR DISJ. 15E2 SEM SINCRONIZADOR	-	ABRIR
RG3DJE2O2SF6	RG RAX DISJUNTOR 15E2 (2º ESTÁGIO SF6)	-	ATUAR
RG3RES_DO11	RESERVA_DO11	-	-
RG3SR28OPERM	RG RAX PERMISSÃO DE MANOBRA SECCIONADORA 35E2-8	-	PERMISSÃO
RG3SR28OORCL	RG RAX FECHAMENTO SECCIONADORA 35E2-8	-	FECHAR
RG3SR28OOROP	RG RAX ABERTURA SECCIONADORA 35E2-8	-	ABRIR
RG3TPBAOSNC1	RG RAX SELE. TPC DA BARRA A PARA SINCRONISMO	-	ATUAR
RG3TPBBOSNC2	RG RAX SELE. TPC DA BARRA B PARA SINCRONISMO	-	ATUAR
RG386E2ORESE	RG RAX RESET RELÉ DE BLOQUEIO 86BF - DISJ. 15E2	-	REARMAR

Tabela 2-2 – Saídas Digitais.

A tabela 2-3 apresenta as entradas analógicas.

TAG	DESCRIÇÃO	TEXTO 0	TEXTO 1
RG3MER2ACOFA	RG RAX CORRENTE FASE A		
RG3MER2ACOFB	RG RAX CORRENTE FASE B		
RG3MER2ACOFC	RG RAX CORRENTE FASE C		
RG3MER2ACONE	RG RAX CORRENTE NEUTRO		
RG3MER2ACOME	RG RAX CORRENTE MÉDIA ENTRE FASES		
RG3REE2ATENA	RG RAX TEMPERATURA ENROLAMENTO FASE A RE05E2		
RG3REE2ATENB	RG RAX TEMPERATURA ENROLAMENTO FASE B RE05E2		
RG3REE2ATENC	RG RAX TEMPERATURA ENROLAMENTO FASE C RE05E2		
RG3REE2ATOLA	RG RAX TEMPERATURA ÓLEO FASE A RE05E2		
RG3REE2ATOLB	RG RAX TEMPERATURA ÓLEO FASE B RE05E2		
RG3REE2ATOLC	RG RAX TEMPERATURA ÓLEO FASE C RE05E2		
RG3MEBAATEBA	RG RAX TENSÃO FASE B BARRA A		
RG3MEBAAFREQ	RG RAX FREQUENCIA FASE B BARRA A		
RG3RES_AI09	RESERVA_AI09		

Tabela 2-3 – Entradas Analógicas.

A tabela 2-4 exibe pontos de entradas e saídas digitais que um IED pode aquisitar (no caso um relé digital).

TAG	DESCRIÇÃO	TEXTO 0	TEXTO 1
RG4AP01EC87A	RG RAZ DISP. DIFERENCIAL FASE A COM RESTRIÇÃO	NORMAL	DISPARO
RG4AP01EC87B	RG RAZ DISP. DIFERENCIAL FASE B COM RESTRIÇÃO	NORMAL	DISPARO
RG4AP01EC87C	RG RAZ DISP. DIFERENCIAL FASE C COM RESTRIÇÃO	NORMAL	DISPARO
RG4AP01ES87A	RG RAZ DISP. DIFERENCIAL FASE A SEM RESTRIÇÃO	NORMAL	DISPARO
RG4AP01ES87B	RG RAZ DISP. DIFERENCIAL FASE B SEM RESTRIÇÃO	NORMAL	DISPARO
RG4AP01ES87C	RG RAZ DISP. DIFERENCIAL FASE C SEM RESTRIÇÃO	NORMAL	DISPARO
RG4AP02ED50A	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 50 FASE A	NORMAL	DISPARO
RG4AP02ED50B	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 50 FASE B	NORMAL	DISPARO
RG4AP02ED50C	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 50 FASE C	NORMAL	DISPARO
RG4AP02EP51A	RG RAZ PARTIDA PROTEÇÃO 51 FASE A	NORMAL	PARTIDA
RG4AP02EP51B	RG RAZ PARTIDA PROTEÇÃO 51 FASE B	NORMAL	PARTIDA
RG4AP02EP51C	RG RAZ PARTIDA PROTEÇÃO 51 FASE C	NORMAL	PARTIDA
RG4AP02ED51A	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 51 FASE A	NORMAL	DISPARO
RG4AP02ED51B	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 51 FASE B	NORMAL	DISPARO
RG4AP02ED51C	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 51 FASE C	NORMAL	DISPARO
RG4AP02ED50N	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 50N	NORMAL	DISPARO
RG4AP02EP51N	RG RAZ PARTIDA PROTEÇÃO 51N	NORMAL	PARTIDA
RG4AP02ED51N	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 51N	NORMAL	DISPARO
RG4AP02ED50G	RG RAZ DISPARO PROTEÇÃO 50G	NORMAL	DISPARO
RG4AP02EP51G	RG RAZ PARTIDA PROTEÇÃO 51G	NORMAL	PARTIDA

Tabela 2-4 – Entradas e saídas digitais de um relé digital.

2.2.12 – Arquitetura Básica

Um sistema central é normalmente composto por vários microcomputadores ou estações de trabalho *(workstation)* ligados em rede de área local (LAN : *Local Area Network)*. Os equipamentos digitais do nível de interface com o processo estão conectados ao Sistema Central diretamente na rede local, ou através de processadores de comunicação encarregados de receber as informações e transmiti-las para a rede.

Existem várias filosofias de comunicação, de divisão do sistema em módulos, e mesmo de quais funções ficam no Sistema Central ou próximo do processo. O uso de relés digitais exerce grande impacto na definição da filosofia destes sistemas.

Dependendo do seu tamanho e das funções desejadas, a complexidade do sistema digital da subestação será maior ou menor. Novas tecnologias como o uso de sensores inteligentes, transformadores de corrente/tensão ópticos, terão impacto na concepção destes sistemas.

Um sistema central pode ser composto por subsistemas. Estes subsistemas estão ligados através de um LAN, rede de área local dual, que pode ser do tipo Ethernet, por exemplo. Os computadores podem ser estações de trabalho independentes. Cada console de operação é constituído por uma estação de trabalho. O controle de IHM é realizado em duas estações de trabalho independentes conectadas no modo *"hot stand by"* (redundância, onde caso haja problema em uma, a outra assume a tarefa) com informações duplicadas.

A Figura 2-24 mostra um tipo de arquitetura de sistema em uma SE.

A Figura 2-25 mostra a disposição dos painéis e as interligações entre os relés digitais, as UAC's e os dispositivos de interface como RDP's, conversores, etc.

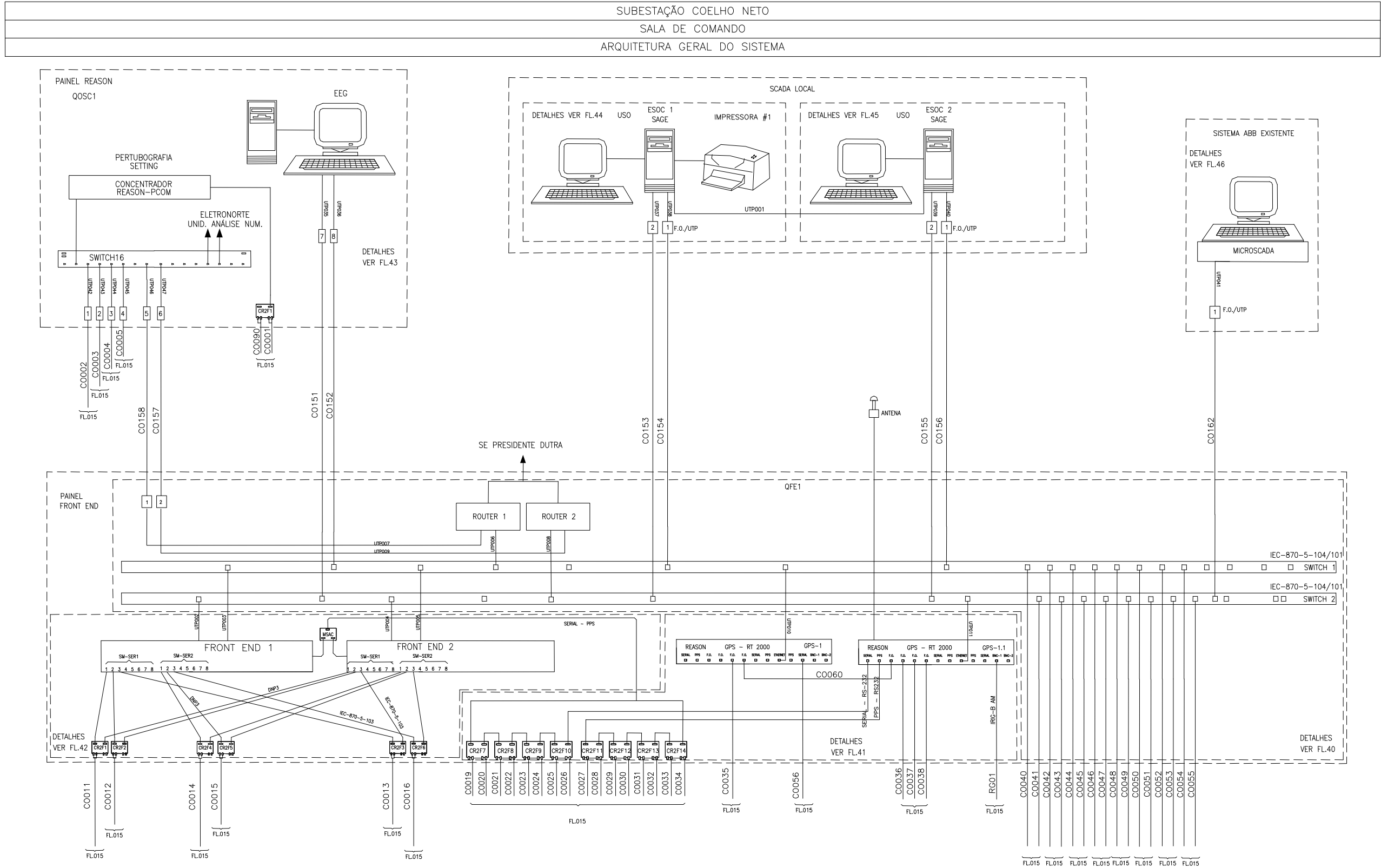



Figura 2-24 – Arquitetura de Sistema simplificada.

SUBESTAÇÃO COELHO NETO

CONFIGURAÇÃO COMUNICAÇÃO COELHO NETO

ARQUITETURA GERAL DO SISTEMA

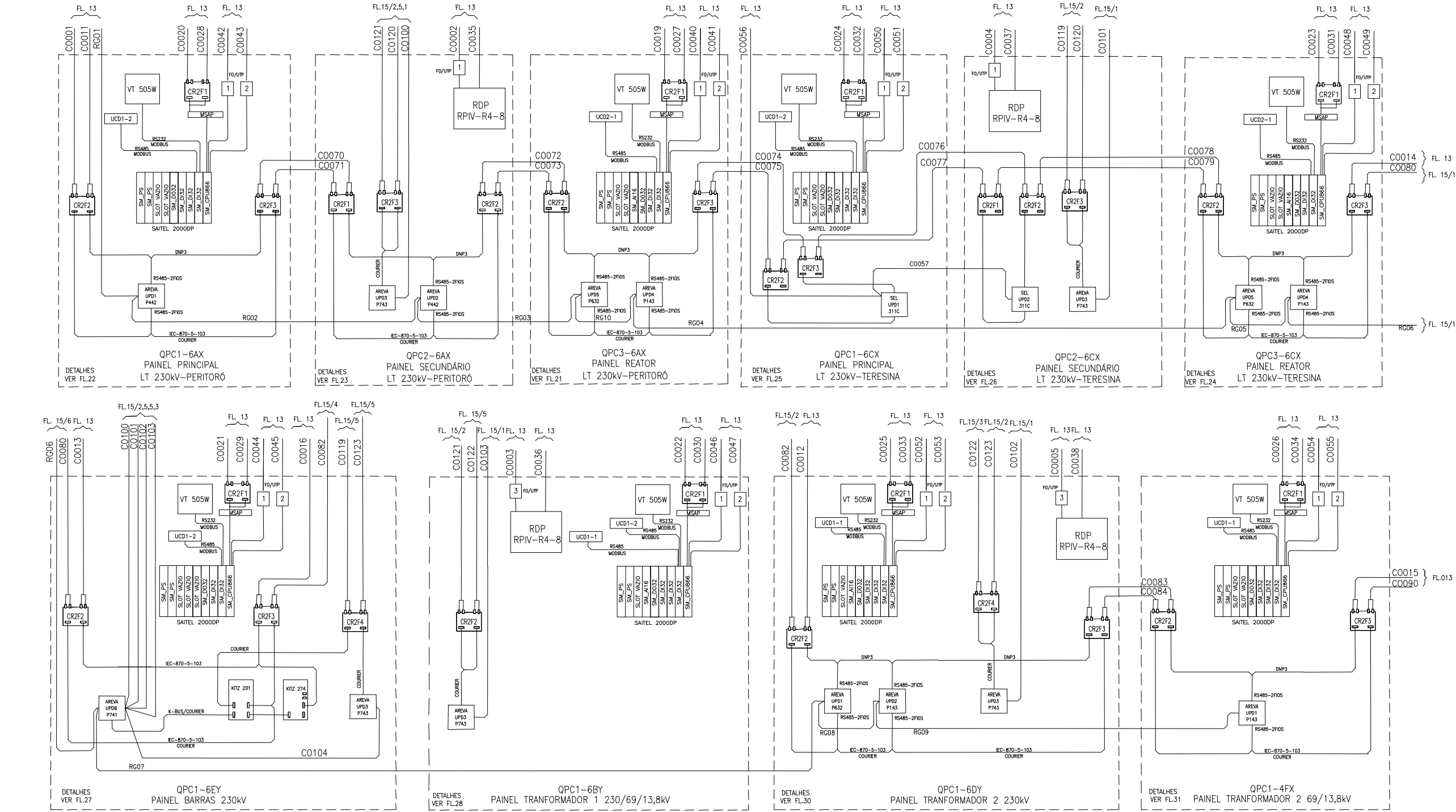



Figura 2-25 – Arquitetura simplificada do sistema de comunicação entre os painéis de controle e proteção.

Capítulo 3 – Requisitos Funcionais de Supervisão e controle

A principal função do sistema de supervisão e controle é de monitorar e registrar as informações dos subsistemas integrados e isto pode ser realizado com o auxílio de uma interface, que comumente trata-se de um PC localizado na própria casa de comando.

Esta interface suporta as funções de apresentação e visualização de estados do processo em telas gráficas definidas pelo usuário, captura, apresentação e tratamento de históricos, possibilidade de conexão remota, além de poder controlar e ajustar proteções.

Por ser uma exigência da maioria das concessionárias os softwares dos sistemas de automação de SE´s (Subestações) operam em ambiente WINDOWS®.

Através deste console são realizadas as funções de supervisão e comando, além disto ele possui um conjunto de programas necessários á integração de algumas funcionalidades que são fundamentais:

- Definição da base de dados da subestação;
- Configuração de gráficos representativos da subestação;
- Configuração das informações da subestação;
- Supervisão das telas representativas da subestação;
- Supervisão do conjunto de proteções da instalação.

Esta interface recebe todas as informações das UAC's através de rede de fibra-ótica e difusores de fibra-ótica, utilizando-se de vários protocolos de comunicação, como, por exemplo, PROCOME, DNP 3.0, IEC-870-104.

Um sistema digital de automação de subestações geralmente apresenta as seguintes funções básicas:

3.1 - Comando

O comando dos equipamentos de cada subestação poderá ser efetuado dos seguintes modos:

- Localíssimo mecânico: em todos os equipamentos de manobra, nos próprios equipamentos. Este procedimento será de emergência e de responsabilidade única do operador, não estando envolvido o sistema digital de supervisão, controle e proteção;
- Localíssimo elétrico: nos disjuntores, seccionadoras (dependendo da tensão), e reguladores, por exemplo, existem botões de comando local junto a eles próprios, que por sua vez podem contemplar todos os intertravamentos que se façam necessários provenientes do sistema digital;
- Nível de bay: em todos os equipamentos (comandáveis) no seu respectivo painel de bay, através de IHM's, contemplando os intertravamentos implantados;
- Nível de Subestação: em todos os equipamentos (comandáveis) através do SCADA, na mesa do operador, contemplando todos os intertravamentos desenvolvidos no sistema digital de supervisão, controle e proteção;
- Nível Remoto: em todos os equipamentos (comandáveis) através do COR ou COS, contemplando todos os intertravamentos desenvolvidos no sistema digital de supervisão, controle e proteção.

3.2- Intertravamento

Devem efetuar o bloqueio ou liberação de ações de comando em chaves, disjuntores ou seccionadoras em função da topologia da subestação, visando à segurança operativa desses equipamentos.

Os circuitos das seccionadoras, disjuntores, comutadores dos transformadores e demais equipamentos devem ser providos de intertravamentos de segurança para evitar que erros de manobra possam resultar em danos pessoais ou materiais.

Em uma subestação digitalizada, os intertravamentos dos equipamentos de um bay devem ser programados nas suas respectivas UAC's através de lógica interna. Enquanto que, em uma subestação com comando convencional para se fazer intertravamentos que possuíssem informações de bays distintos, era necessário a utilização de inúmeros contatos auxiliares. Na subestação digitalizada as informações que já estão disponíveis em uma UAC são repassadas para as demais UAC's pela rede.

A Figura 3-1 mostra uma lógica de intertravamento de uma seccionadora.

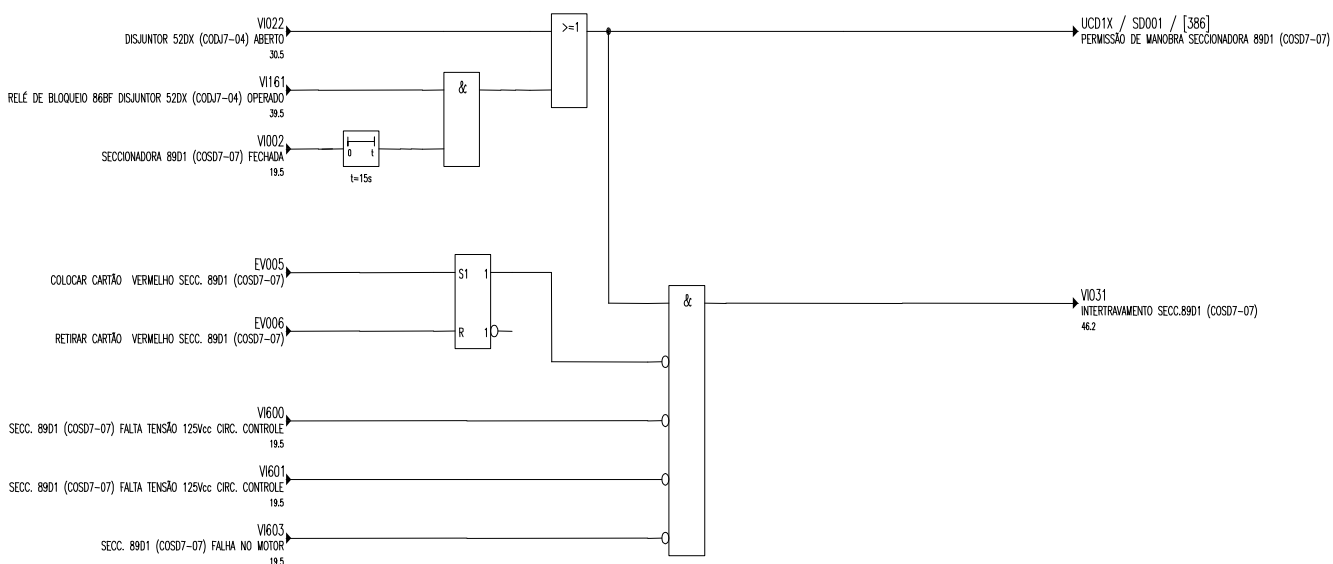



Figura 3-1 – Lógica de intertravamento de uma seccionadora.

A definição dos intertravamentos consta nos diagramas lógicos (ou de blocos), que hoje se faz necessário frente ao ONS, e depende da filosofia adotada.

3.3- Sinalização

Em um projeto de subestação digital devem ser previstos dois tipos de sinalizações de estado: sinalização de estado dupla e simples.

As sinalizações de estado duplas devem ser usadas para indicação do estado das seccionadoras, disjuntores, válvulas e demais equipamentos cujas informações de seus estados sejam obtidos através de dois sensores ou dispositivos, existindo a possibilidade de ambos estarem atuados ou desatuados simultaneamente.

Estas sinalizações de estado duplas devem possuir lógica de verificação de consistência, devendo ser emitido um alarme sempre que ambos os sensores ou dispositivos de informação de estado estiverem atuados ou desatuados simultaneamente, gerando os bloqueios nos circuitos de comando intertravados por esses sensores. O alarme deve ocorrer após transcorrido um determinado tempo, ajustável para cada equipamento. Na figura 3-2 temos um exemplo da lógica utilizada para verificação da consistência do estado de uma seccionadora.

[355] / UCD1X / DI033
SECC. 89D3 (COSD7-09) ABERTA
[355] / UCD1X / DI034
SECC. 89D3 (COSD7-09) FECHADA
VI007
SECCIONADORA 89D3 (COSD7-09) ABERTA
51.2 106.2
VI008
SECCIONADORA 89D3 (COSD7-09) FECHADA
33.2 50.2 51.2
VI009
SECCIONADORA 89D3 (COSD7-09) INDEFINIDA
51.2
t=30S

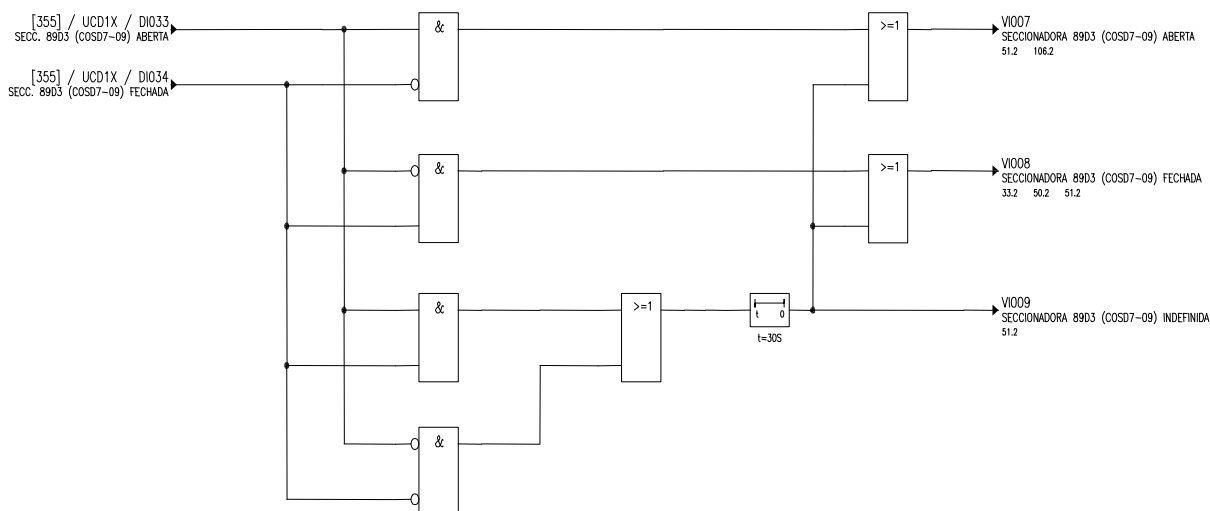



Figura 3-2 – Lógica de consistência de estados de uma seccionadora.

As sinalizações de estado simples devem ser usadas para a indicação do estado dos relés contatores, chaves de seleção, pressostatos, termostatos e demais equipamentos cujas informações de estado sejam obtidas através de um dispositivo

onde não existe a possibilidade dos contatos estarem simultaneamente abertos ou fechados.

A aquisição dos dados de sinalização é efetuada pelas UAC's através de cartões de entradas digitais, e a transmissão para o SCADA é feita via rede de comunicação. Os dados devem ser também transmitidos para o COR e COS segundo suas necessidades.

3.4- Alarme

Toda e qualquer anormalidade nos equipamentos principais e auxiliares da subestação, bem como nas próprias unidades do sistema deve gerar uma indicação nas UAC's e um alarme no SCADA, além de ser transmitida para o nível superior de supervisão.

Estes alarmes são aquisitados ou gerados pelas UAC's e transmitidos ao SCADA via rede de comunicação.

Com as facilidades dos sistemas digitais, nas subestações que utilizam-se de tais tecnologias, é possível eliminar o uso do convencional anunciador de alarmes, uma vez que é possível simulá-lo no SCADA. Podemos elaborar uma tela de alarme por bay, retratando um painel de alarme convencional e em cores diferentes, dependendo da gravidade do defeito.

Os dados de alarme podem ser registrados automaticamente em uma impressora e são reconhecidos pelo operador no SCADA local ou no centro remoto (COS, COR).

3.5- Registro Seqüencial de Eventos

Deverá registrar a atuação de relés de proteção, abertura e fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras e outras indicações de estado de interesse, com precisão de até um milissegundo, possibilitando o encadeamento histórico das ocorrências. Devido à elevada precisão, a aquisição desses dados é efetuada normalmente por equipamentos autônomos, que se comunicam com o centro de controle e demandam um dispositivo de sincronização de tempo [6].

Em uma subestação digitalizada, os dados de comando, sinalização e alarme da subestação são armazenados no SCADA de maneira a permitir:

- Apresentação na tela o operador ou registro na impressora de listagens completas, parciais ou resumidas dos eventos ocorridos em um determinado período, na ordem cronológica de suas ocorrências;

- Apresentação na tela ou registro na impressora de listagens de eventos específicos para fins históricos e estatísticos;

- Transmissão para o nível de supervisão superior.

A data e tempo de ocorrência de cada evento devem ser determinados pelas UAC's. Desta forma, quando os dados são transmitidos para níveis superiores já tem rotulados suas datas e tempos de ocorrência. Daí vem a importância da sincronização entre as diversas UAC's do sistema.

O processo de armazenamento é cíclico, ou seja, quando todo o espaço de memória destinado à armazenagem dos eventos for preenchido, os eventos mais novos substituirão os mais antigos.

3.6- Medição

A aquisição dos dados de medição é efetuada pelas UAC's através de cartões de entradas analógicas ou pelas entradas da proteção. Em cada painel pode existir um mostrador digital que possibilite a indicação da grandeza selecionada pelo usuário.

Graças à digitalização das subestações, é possível que os valores instantâneos de medição sejam supervisionados automaticamente de maneira a poder alertar o usuário quando limites superiores ou inferiores pré-programados são ultrapassados. Também é possível a realização da manipulação dos dados de medição para cálculos de média, identificação de máximos, mínimos, máximas coincidentes, cálculos de fator de carga etc. e a apresentação destas medidas no SCADA bem como seu envio para os níveis superiores.

Figura 3-3 – Multimedidor Digital [1].

3.7- Automatismos

Existem várias funções que supervisionam o sistema e reagem automaticamente de forma a eliminar os incidentes e permitir efetuar lógicas de intertravamento, controlando diversos equipamentos em função de uma dada situação.

Os sistemas digitais são capazes de realizar estas rotinas programadas de automatismos, utilizando-se de linguagens de programação, o que reduz significativamente espaço físico nas instalações. Enquanto que, em uma subestação convencional, painéis inteiros são destinados à realização de certas lógicas. Em uma subestação digitalizada estas lógicas são realizadas computacionalmente.

Na figura 3-4 podemos observar um painel convencional inteiro composto de relés para realização de um automatismo, e um painel digital aonde a quantidade de relés é muito menor.

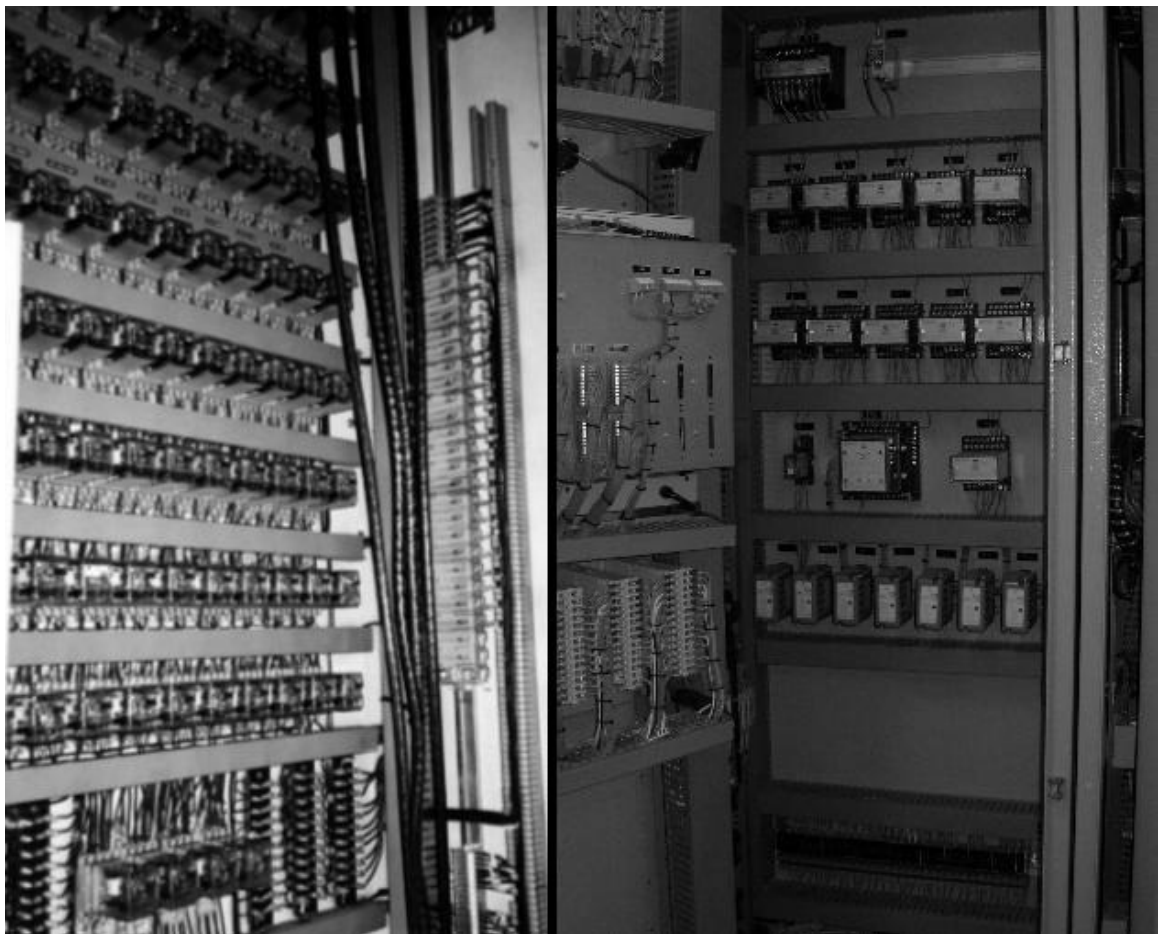



Figura 3-4 – Painel convencional X Painel Digital.

3.8 - Monitoração

Apresenta ao operador, sob forma gráfica ou através de desenhos esquemáticos, os valores provenientes das medições realizadas, além das indicações de estado dos disjuntores, chaves seccionadoras e demais equipamentos de interesse. As medições podem ser obtidas por meio de transdutores conectados às entradas analógicas das UAC's ou controladores programáveis, ou ainda através de equipamentos dedicados que promovam a transferência entre analógico/digital. A figuras 3-5 exemplifica a tela de interface do operador (SCADA) com a arquitetura de uma SE, construída pelo Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) [6].

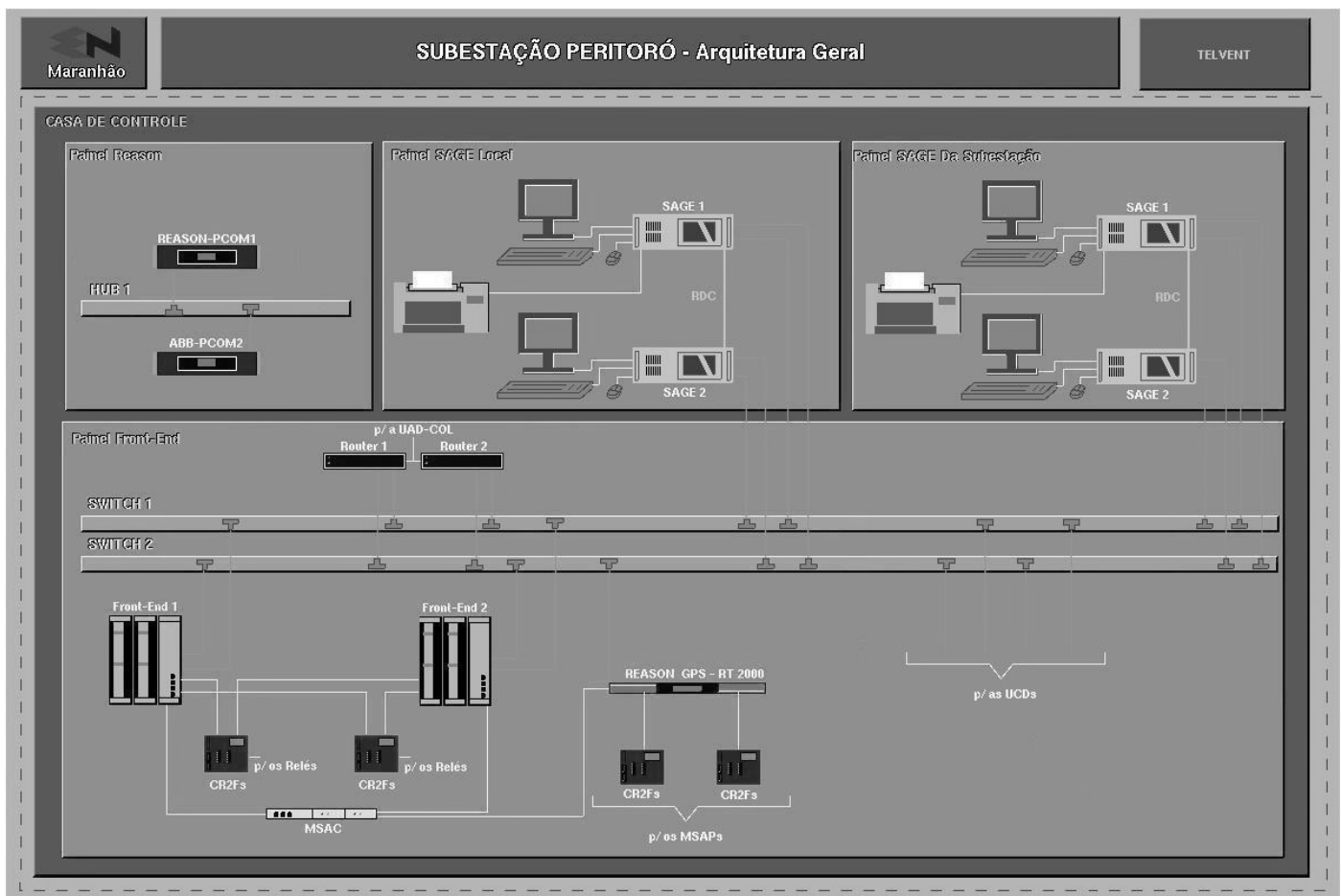



Figura 3-5 – Arquitetura de uma SE construída pelo SAGE.

3.9 - Proteção

É uma função realizada por equipamentos autônomos e redundantes, em face da sua importância e velocidade com que devem atuar. É composta por relés de proteção que podem ser digitais ou convencionais, sendo que esses últimos podem ser eletromecânicos ou de estado sólido. O sistema de automação é responsável apenas pela monitoração da atuação dos relés, que, no caso de relés convencionais, é efetuada por meio de contatos auxiliares. Já os relés digitais apresentam a possibilidade de transferência dessa informação por protocolos de comunicação [6].

A figura 3-6, mostra um relé digital.

Figura 3-6 – Relé Digital [13].

Capítulo 4 – Automação Digital de uma Subestação

O sistema digital de automação de subestação visa prover os meios para operação e manutenção desta. Ele se caracteriza por dois níveis hierárquicos: o nível interface com o processo e aquisição de dados; e o nível de comando e supervisão também denominado Sistema Central.

No nível de interface com o processo encontram-se as unidades de aquisição de dados (UAC) e os outros equipamentos dedicados como os relés de proteção (digital ou não) e os equipamentos de oscilografia.

No nível do Sistema Central desenvolvem-se várias funções, algumas das quais estão listadas a seguir:

- sinalização ou monitoração de estado *(status)* de equipamentos,
- medição,
- proteções de linha, de transformador, de barra, de reator, por perda de sincronismo,
- monitoração das proteções,
- religamento automático,
- estimativa de localização de falta na linha,
- telecomando,
- proteção por falha de disjuntor,
- controle de equipamentos de chaveamento (intertravamento),
- seqüência automática de chaveamentos,
- monitoração de sobrecarga em transformadores,
- controle local de tensão e fluxo de reativo,
- corte seletivo de cargas (*load shedding*),
- sincronização,
- alarme,
- indicação e registro de seqüência de eventos,
- oscilografia,
- interface homem-máquina,
- interface com COR/COS e outros sistemas.

Neste capítulo será mostrado como foi feita a digitalização de uma subestação de energia a partir de um caso real. Serão apresentados: a arquitetura de comunicação da SE; alguns automatismos através dos diagramas esquemáticos da SE; alguns diagramas lógicos que foram implementados na SE.

O sistema a ser implementado é um bay da SE Colinas (TO). A SE Colinas funciona também como Front-End para outras 3 SE's interligadas, as SE Ribeiro Gonçalves (MA), SE São João do Piauí (PI) e a SE Sobradinho (BA) como na arquitetura geral de SE's mostrada na figura 4-1. O projeto de interligação das 4 SE's é conhecido como projeto ATE-II.

Como se pode observar no unifilar da SE Colinas (Figura 4-2), temos 1 linha para a SE Ribeiro Gonçalves e 1 reator de linha a serem implementados. As outras linhas para Imperatriz e Miracema não nos interessa neste trabalho.

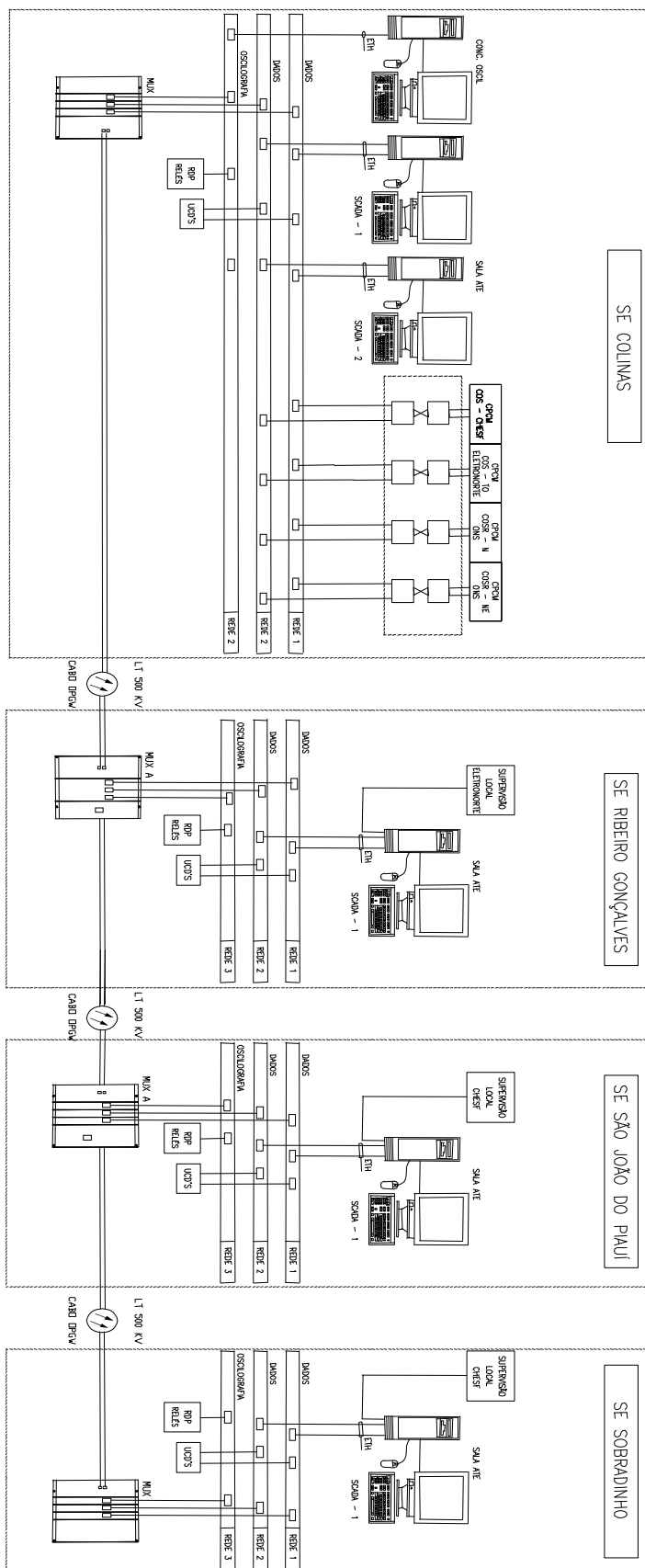



Figura 4-1 – Arquitetura Geral das SE’s.

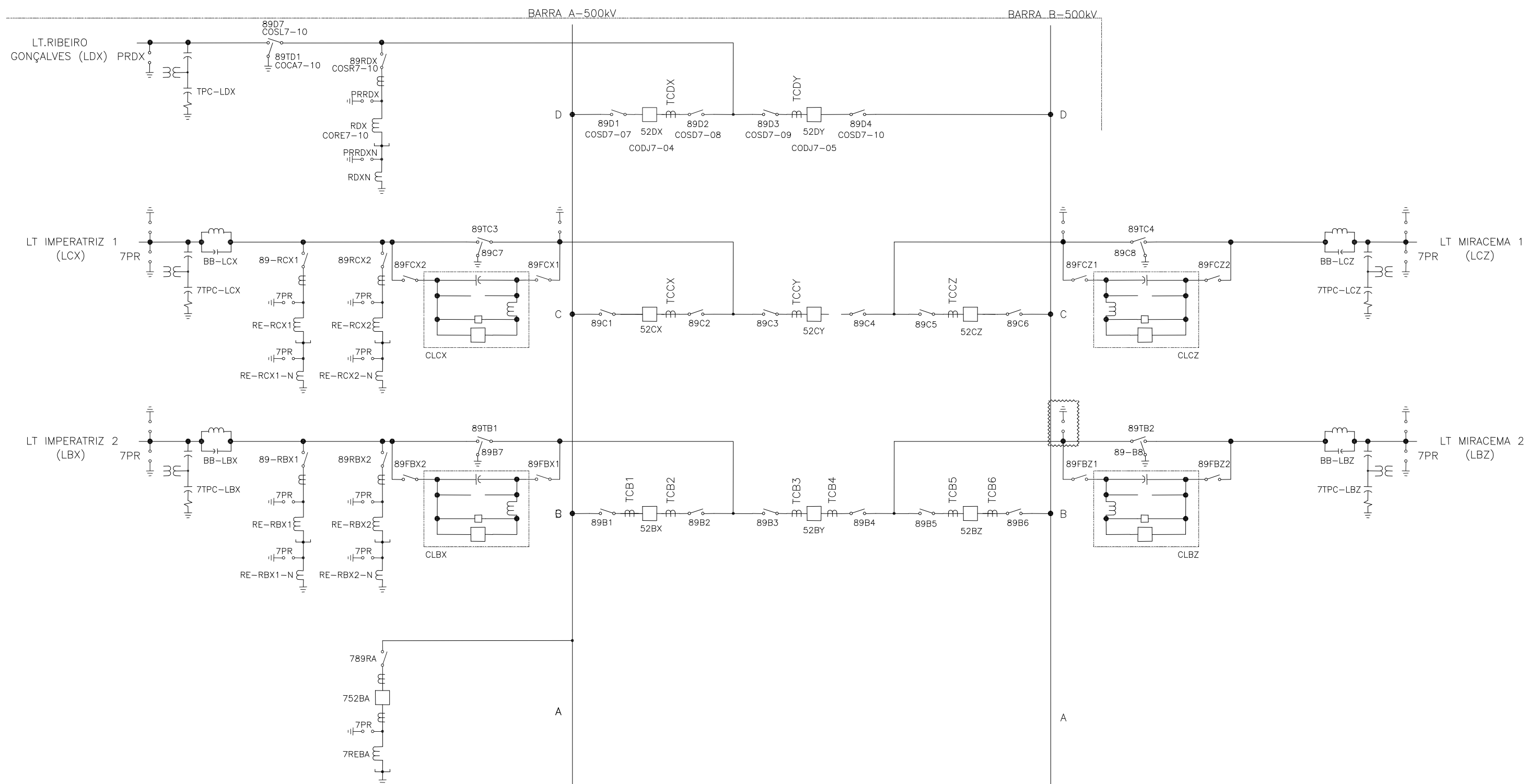



Figura 4-2 – Unifilar Simplificado da SE Colinas.

4.1 - Arquitetura básica do Sistema

Na figura 4-3 temos a arquitetura básica do sistema de comunicação da SE Colinas. Nela temos 3 UAC's: uma para fazer o controle da linha para a SE Ribeiro Gonçalves; a segunda para fazer o controle dos serviços auxiliares da SE; e a última para fazer a função de Front-End, concentrando todas as informações das outras 4 SE's.

Foram projetados 10 painéis para a SE Colinas:

1. **PCDX**: Painel de Controle da LT Ribeiro Gonçalves;
2. **PCSA**: Painel de Controle de Serviços Auxiliares;
3. **PTL**: Painel de Teleproteção;
4. **FE**: Painel Front-End;
5. **PPDX**: Painel de Proteção Principal da LT Ribeiro Gonçalves e do Reator;
6. **PADX**: Painel de Proteção Alternada da LT Ribeiro Gonçalves, do Reator, e para falha dos disjuntores;
7. **PS**: Painel de Sincronismo; e
8. **RDP**: Painel do Registrador de Perturbações;
9. **PI**: Painel de Interface;
10. **PTC**: Painel de Telecomunicações;

De forma simplificada serão analisadas as funções de cada painel separadamente, fazendo analogia juntamente com a arquitetura do sistema de comunicação (Figura 4-3):

SUBESTAÇÃO DE COLINAS 500kV –SETOR 500kV – ARQUITETURA
SISTEMA DE COMUNICAÇÃO

SE COLINAS

SUPERVISÃO LOCAL ELETRONORTE
OASYS – 1
CONC. OSCIL
OASYS – 2
IMPRESSORA JATO DE TINTA
CPCM COS – CHESF
CPCM COS – TO ELETRONORTE
CPCM COSR – N ONS
CPCM COSR – NE ONS
ETH
REDE 1
REDE 2
FONTE–1
FONTE–2
SERIAL+PPS
GPS–ECIL
IRIG–B
PCDX (UCD1) 1
CONTROLE LT RIBEIRO GONÇALVES
PCSA (UCDSA) 2
CONTROLE SERVIÇOS AUXILIARES
FE 3
FRONT–END
PTL 4
TELEPROTEÇÃO PRINCIPAL/ALTERNADA LT RIBEIRO GONÇALVES DADOS – REDES 1/2/3
ATEII–CO–005
DNP–3
OPGW
VAI PARA RIBEIRO GONÇALVES
REDE 3
2020–1
ASCII
SEL421 21P (UPD1X)
SEL387A 87R (UPD4X)
SEL421 21A (UPD2X)
SEL351A 50/51R (UPD5X)
SEL352 50/62BF (UPD3X)
SEL352 50/62BF (UPDY)
SEL351A 25 (UCD2)
RDP
PPDX 5
PROTEÇÃO PRINCIPAL DA LT RIBEIRO GONÇALVES E PROTEÇÃO UNITÁRIA DO REATOR
PADX 6
PROTEÇÃO ALTERNADA + 50/62BF DA LT RIBEIRO GONÇALVES E REATOR PROTEÇÃO RETAGUARDA DO REATOR
PS 7
PAINEL DE SINCRONISMO
PTC 8
PAINEL DE TELECOMUNICAÇÕES
RDP 9
PAINEL DO REGISTRADOR DE PERTUBAÇÕES
PI 10
PAINEL DE INTERFACE

Figura 4-3 – Arquitetura Básica do Sistema de comunicação da SE Colinas

Painel de Controle da LT Ribeiro Gonçalves

Este painel possui uma UAC, denominada UCD1, ela está aquisitando todas as informações dos painéis de proteção (PPDX e PADX) e do painel de sincronismo (PS).

Foi feita uma ligação em anel de uma das portas de comunicação da UCD1 passando por todos os relés digitais e fechando o anel em outra porta de comunicação da UCD1. Como a interligação dos painéis foi feita através de fibra ótica, foram necessário conversores de padrão RS-485 para fibra ótica.

Esta ligação em anel foi feita para que a estampa de tempo dos relés fosse levada à CPU.

Os pontos digitais foram aquisitados diretamente do campo, saindo dos cubículos dos equipamentos e chegando nos bornes dos painéis até os cartões digitais.

Os pontos analógicos foram aquisitados diretamente dos TC's e TP's no campo, passando por transdutores para que os cartões de entradas analógicas pudessem aquisitar os valores de corrente e tensão. Esses valores são enviados aos multimedidores no painel através de protocolo ModBus, de uma das portas de comunicação da UAC aos multimedidores. A UAC envia também ao SCADA, através da rede, os valores de tensão, corrente, potência ativa, reativa, fator de potência etc.

Painel de Controle de Serviços Auxiliares

O painel de controle de serviços auxiliares possui uma UAC denominada UCDSA, que faz simplesmente o controle de equipamentos auxilares da SE, como os alimentadores de tensão CC e CA, os geradores diesel, etc.

Possui um cartão de saída digital apenas para dar comando de partir geradores diesel quando da falha dos alimentadores. A figura 4-4 mostra um dos unifilares do sistema de serviços auxliares da SE Colinas.

SUBESTAÇÃO DE COLINAS 500kV – SERVIÇOS AUXILIARES

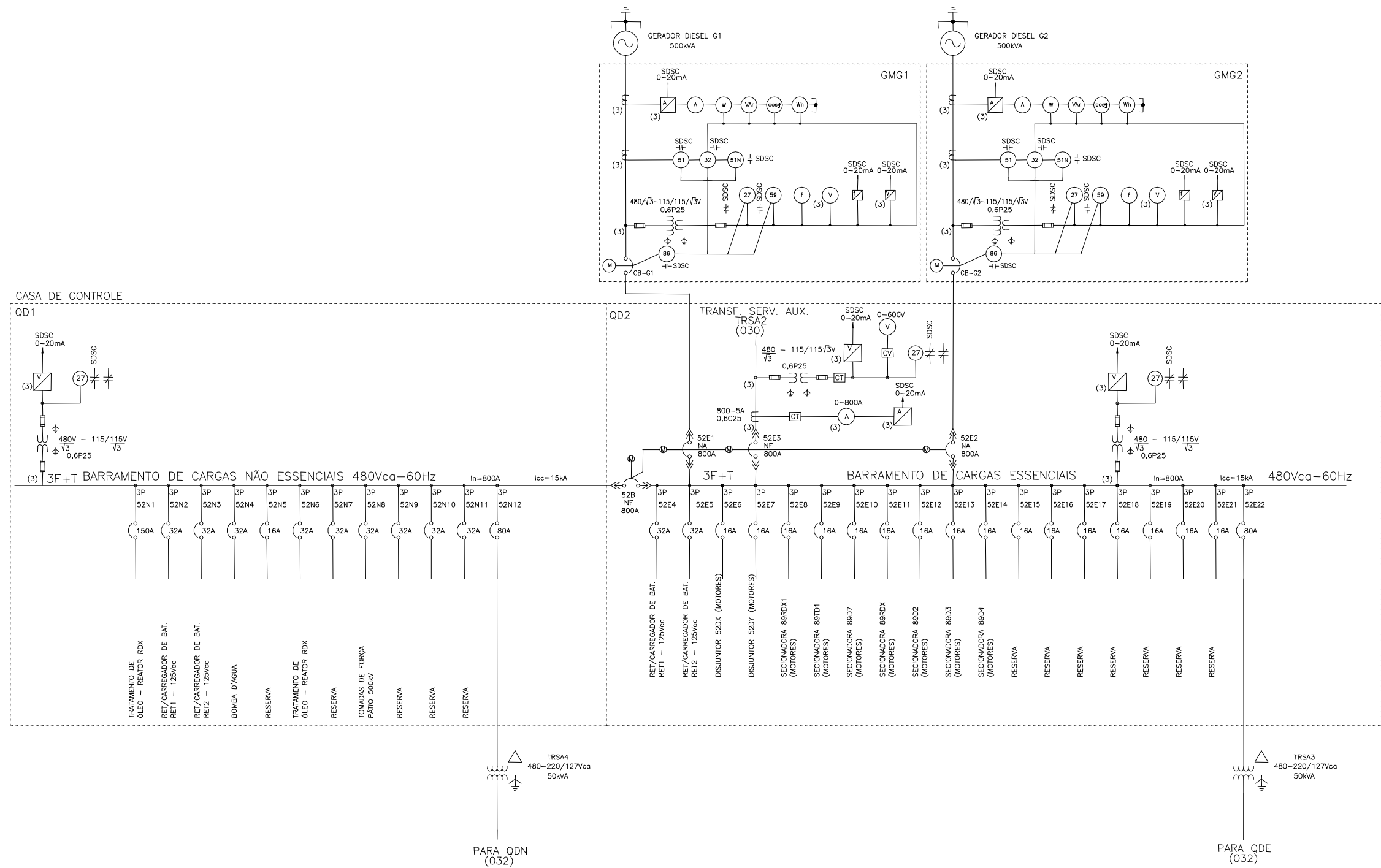



Figura 4-4 – Unifilar dos Serviços Auxiliares da SE.

Painel de Teleproteção

O painel de teleproteção é o painel de comunicação OPGW, que faz a comunicação entre as SE's de dados e voz, além da teleproteção *mirror-bits* entre os relés da SEL, aonde os relés de linha das SE's estão se comunicando em tempo real para fazer as proteções de zonas.

Através da fibra OPGW as SE's Ribeiro Gonçalves, São João do Piauí e Sobradinho enviam seus dados para o painel PTL, que através de um multiplexador (MUX) transmite as informações para as redes, e dessa forma a UAC do Front-End aquisita todos os pontos.

Painel Front-End

O painel Front-End possui uma UAC apenas com cartões de comunicação e 2 CPU's. As CPU's concentram todas as informações das 4 SE's (Colinas, Ribeiro Gonçalves, São João do Piauí e Sobradinho) e enviam às 2 redes de comunicação, que por sua vez encaminham ao SCADA. As informações também são encaminhadas aos COS's envolvidos: CHESF, ELETRONORTE E ONS (N e NE).

No painel Front-End está também alocado o GPS, que está conectado às CPU´s e ao concentrador dos relés digitais, de modo a sincronizar todos os equipamentos da SE.

Painel de Proteção Principal da LT Ribeiro Gonçalves e do Reator

Neste painel estão 2 relés digitais da SEL, um SEL421, que vai fazer a proteção de distância da linha e um SEL387A, que vai fazer a proteção diferencial do reator. Os relés estão conectados entre si para fechar o anel com o módulo CPU da UCD1 do painel PCDX. Estão conectados também ao concentrador de dados dos relés o SEL2020.

Painel de Proteção Alternada da LT Ribeiro Gonçalves, do Reator, e para falha dos disjuntores

Neste painel estão 4 relés digitais da SEL: um SEL421, que vai fazer a proteção de distância secundária da linha, sendo o *stand-by* do principal; um SEL351A, que vai fazer as proteções de sobrecorrente instantânea e temporizada, e

mais 2 SEL352, que vão fazer a proteção para falha dos 2 disjuntores (50/62BF). Os relés estão conectados entre si para fechar o anel com o módulo CPU da UCD1 do painel PCDX. Estão conectados também ao concentrador de dados dos relés o SEL2020.

Painel de Sincronismo

Neste painel temos um relé digital da SEL, o SEL351A, que vai fazer apenas o sincronismo das barras com a linha e o reator. O painel está equipado com um voltímetro, um freqüencímetro e um sincronoscópio para visualização e sincronização local.

Painel do Registrador Digital de Perturbações

Neste painel está alocado o RDP da SE, que vai fazer a aquisição dos eventos da SE. Ele está ligado à rede 3, que está ligada diretamente ao concentrador dos relés digitais, para aquisitar qualquer evento sinalizado por eles; e ao microcomputador da oscilografia.

Painel de Interface

Neste painel estão apenas alocados bornes.

Painel de Telecomunicações

Neste painel estão alocados os disjuntores para alimentação CC e CA dos novos painéis digitais.

4.2 – Automatismos da SE

Os equipamentos possuem contatos auxiliares (NA’s e NF’s) que ligados por meio de fiação chegam às UAC’s onde são implementadas lógicas que verificam a consistência de estados dos equipamentos.

Os automatismos da SE Colinas foram feitas com auxílio de relés digitais, utilizando também contatos de relés auxiliares rápidos, lentos, biestáveis etc.

Na figura 4-5 temos um diagrama esquemático para a abertura do disjuntor 52DX. O relé digital SEL421 denominado UPD1X faz as proteções 21, 67, 78, 59, 50 e 27 (ANEXO1). Quando o relé detecta uma falta na fase A, por exemplo, fecha seu contato NA OUT101, o bloco de testes 95.2/UPD1X ao detectar a falta fecha também seu contato NA, energizando a bobina do relé rápido RAR 94P1A. Quando energizado o relé fecha seus contatos NA e abre seus contatos NF. Neste caso estão sendo utilizados os 3 contatos NA do relé: o primeiro para trip no circuito de abertura 1 do disjuntor 52DX; o segundo para trip do circuito de abertura 2 do disjuntor 52DX; e o terceiro para falha no disjuntor 52DX.

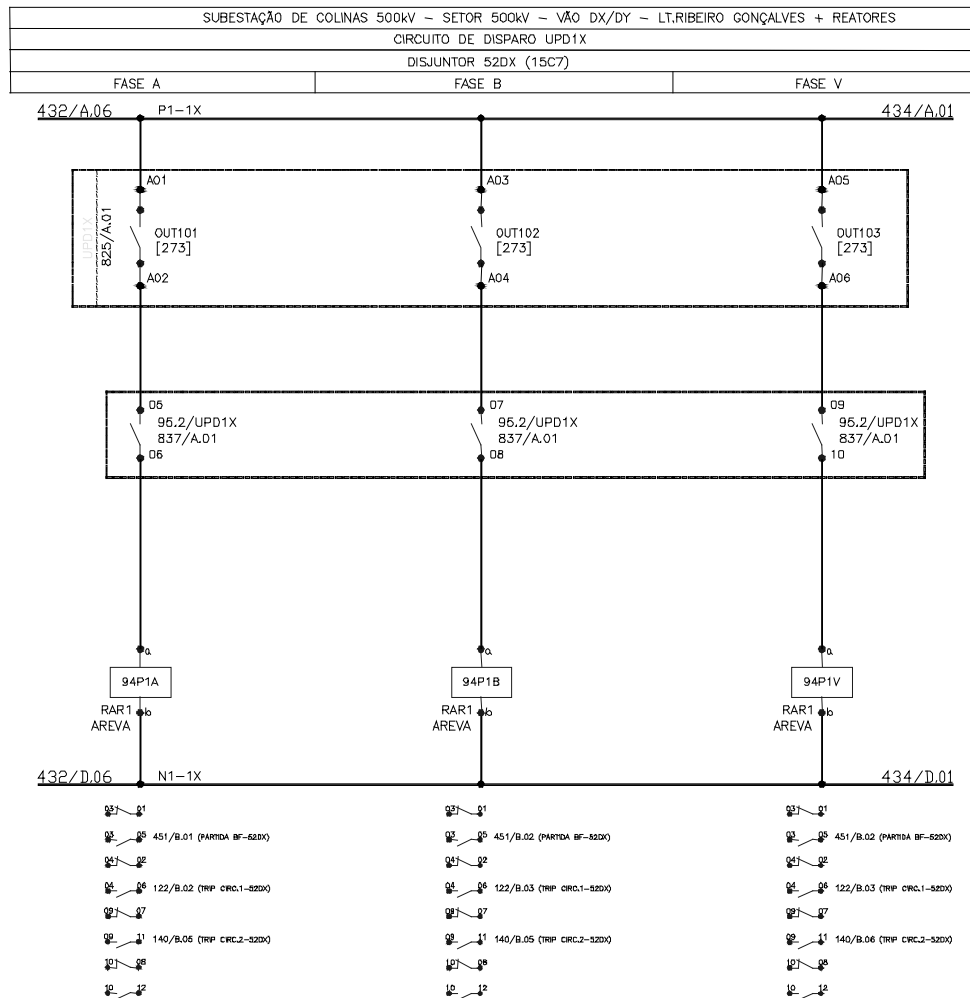



Figura 4-5 – Diagrama Esquemático Circuito de Disparo UPD1X.

A figura 4-6 mostra o diagrama esquemático aonde está sendo utilizado o primeiro contato NA do relé rápido 94P1A, para trip no circuito de abertura 1 do disjuntor 52DX. O contato 04-06 quando fechado energiza o contato no cubículo do disjuntor no campo que faz a abertura da fase A do disjuntor em seu circuito de abertura 1.

SUBESTAÇÃO DE COLINAS 500kV – SETOR 500kV – VÃO DX/DY – LT.RIBEIRO GONÇALVES + REATORES

CIRCUITO DE ABERTURA 1 DO DISJUNTOR 52DX (CODJ7-04)

COMANDO ABERTURA	DISPARO DISJ 52DX	DISPARO DISJ 52DX	DISPARO DISJ 52DX	PROTEÇÃO PRINCIPAL LT RIBEIRO GONÇALVES			PROTEÇÃO ALTERNADA LT RIBEIRO GONÇALVES			PROTEÇÃO REATOR – RDX (CORE7-10) – RDXN		
MANUAL	CIRCUITO1 – SEP	QCE1 – ELN	QCE1 – FURNAS	21, 21N, 67N, 78, 59I, 59T, 50ST, 27WI, 50SOF, RECEPÇÃO TDD FASES A,B,C, RECEPÇÃO TDD MANTIDO			21, 21N, 67N, 78, 59I, 59T, 50ST, 27WI, 50SOF, RECEPÇÃO TDD FASES A,B,C, RECEPÇÃO TDD MANTIDO			PROTEÇÃO (50/51-50/51N-50/51G), PROTEÇÃO INTERNA RDX (TEMP. ÓLEO/ENROLAMENTO) E RDXN (TEMP. ÓLEO)		
				FASE A	FASE B	FASE V	FASE A	FASE B	FASE V	FASE A	FASE B	FASE V

P1.1-4X
PPDX-BNT 5
PADX-BNT 1
TRIPDX-1
PCDX-BNC 432
PCDX-BNC 434
PI-ATE-BNC 63
PI-ELN-BNC 63
PSE-BNC 45
XX XX
11 RL08 386/A.05 14
11 RL01 14
INS-091-57103/PAG.XXX
PSE-BNC 46
04 94P1A 433/C.01 06
04 94P1B 433/C.02 06
04 94P1V 433/C.04 06
09 94A1A 443/C.01 11
09 94A1B 443/C.02 11
09 94A1V 443/C.04 11
03 94.5/RDX 183/D.02 05
03 94.6/RDX 183/D.03 05
03 94.7/RDX 183/D.03 05
TRIPDX-1-A1
TRIPDX-1-B1
TRIPDX-1-V1
PI-ELN-BNC 64
PI-ATE-BNC 64
PCDX-BNC 433
PCDX-BNC 435
PADX-BNT 2
PADX-BNT 3
PADX-BNT 4
PPDX-BNT 6
PPDX-BNT 7
PPDX-BNT 8
TRIPDX-1-A
TRIPDX-1-B
TRIPDX-1-V
PCDX-BNC 88
89
PPDX-BNT 1
2
PPDX-BNT 3
PPDX-BNT 4
XC 51 XC 52 XC 31 XC 32 XC 34 XC 36

CIRCUITO DE ABERTURA
DISJUNTOR 52DX (CODJ7-04)

Figura 4-6 – Diagrama Esquemático Circuito de Abertura 1 do Disjuntor 52DX.

O diagrama esquemático aonde está sendo utilizado o segundo contato NA do relé rápido 94P1A, para trip no circuito de abertura 2 do disjuntor 52DX é idêntico ao de abertura 1 (Figura 4-6), porém com o contato 09-11 do relé. Este contato quando fechado energiza o contato no cubículo do disjuntor no campo que faz a abertura da fase A do disjuntor em seu circuito de abertura 2.

A figura 4-7 mostra o diagrama esquemático aonde está sendo utilizado o terceiro contato NA do relé rápido 94P1A, para partida de BF (Break Failure), isto é, falha do disjuntor 52DX. O contato 03-05 quando fechado energiza a entrada digital IN202 do relé digital SEL352 denominado UPD3X, que faz a função 50/62BF. Este contato quando energizado entra em uma lógica interna do relé (Figura 4-8). Esta lógica diz que caso o disjuntor não abra após 100ms, o relé manda o disjuntor abrir novamente (retrip), e caso o mesmo falhe novamente, após mais 100ms ele sinaliza falha do disjuntor.

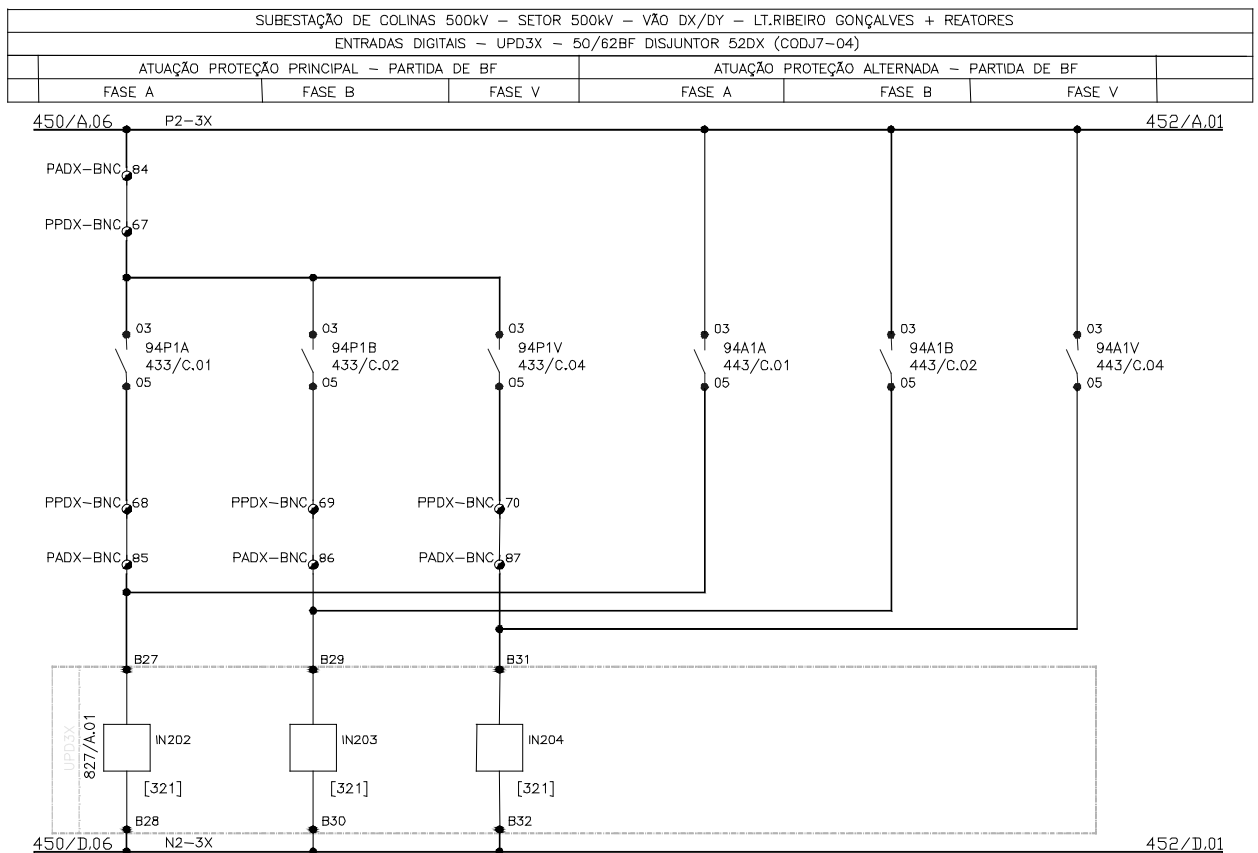



Figura 4-7 – Diagrama Esquemático partida 50/62BF do Disjuntor 52DX.

De forma análoga pode-se analisar os relés 94P1B e 94P1C para as fases B e C respectivamente.

Os relés digitais diminuem o espaço utilizado por relés auxiliares, pois executam automatismos através de lógicas internas, enquanto que em SE's convencionais painéis inteiros são utilizados para a realização de lógicas.

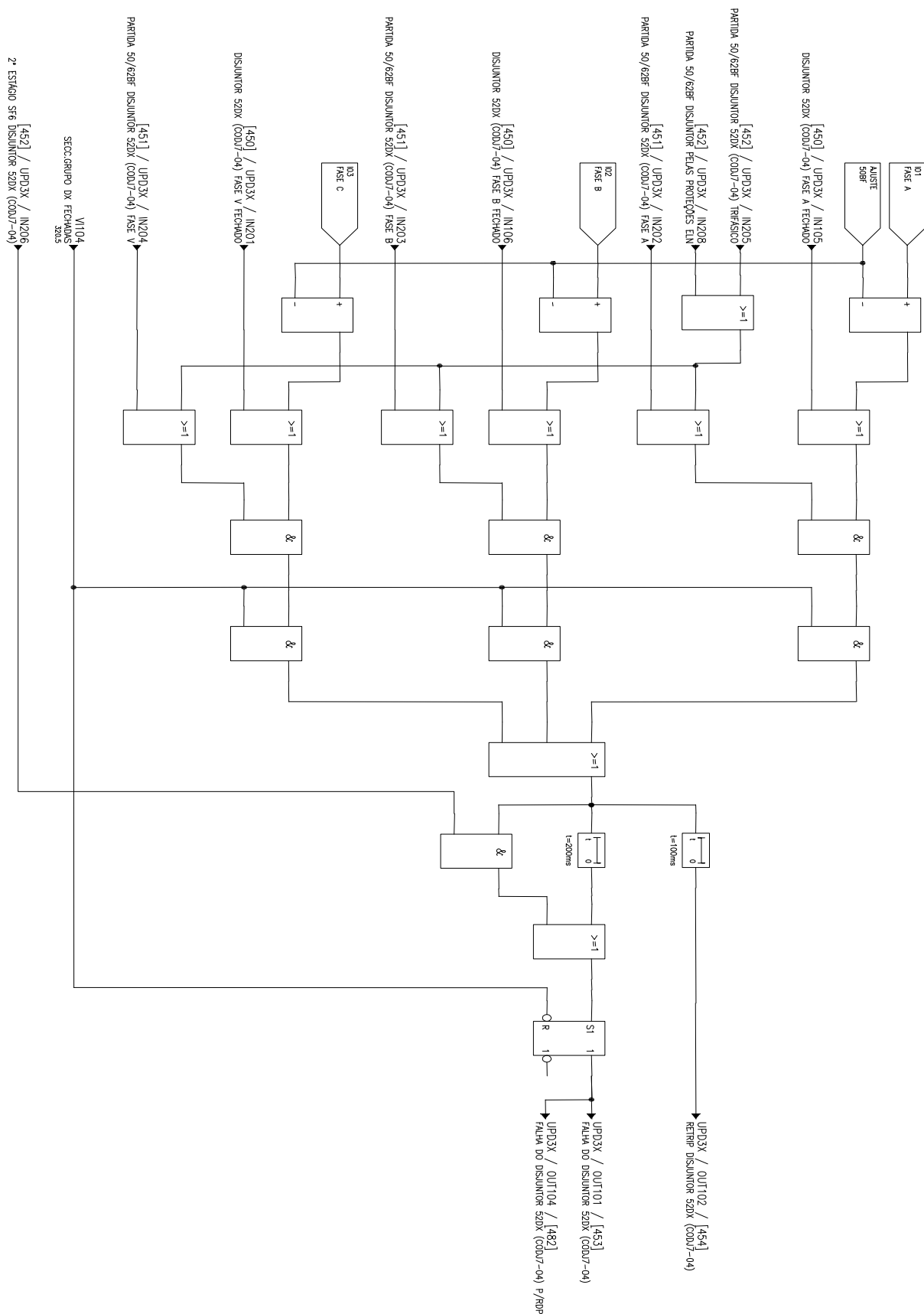



Figura 4-8 – Diagrama Lógico implementado para 50/62BF do Disjuntor 52DX.

4.3 – O SCADA da SE

O SCADA da SE Colinas foi configurado pelo software Oasys, da Telvent Brasil S/A®. Neste software é configurada a base de dados do sistema, com informações de números operacionais dos equipamentos e narrativas que aparecerão nas listas de eventos e alarmes.

É neste software que o operador da subestação terá acesso aos comandos dos equipamentos da SE sendo este o local apropriado para se executar os comando, já que assim ele terá uma visão global da SE. Em suma, o operador opera e supervisiona a SE através de sua tela do Oasys.

O operador tem telas do unifilar da SE Colinas, do projeto ATE-II com as 4 SE's interligadas e da arquitetura do sistema, e qualquer evento que ocorra é mostrado em uma janela que se abre na tela do operador alertando-o, gerando também efeitos sonoros quando da ocorrência de alarmes.

Além do unifilar geral, podemos também apresentar unifilares mais específicos que dão uma visão melhor de cada setor da subestação. É o caso aonde além de mostrar os estados dos equipamentos mostra também algumas medidas que entram no sistema através de entradas analógicas. No sistema, apenas entram as correntes e tensões trifásicas e através de cálculos pré-programados temos também as informações de potências ativa e reativa, fator de potência. (Figura 4-9).

Figura 4-9 – Unifilar Geral da ATE-II no SCADA.

Na figura 4-10 temos o unifilar particular de bay, aonde há a representação referente a um único bay. É nesta tela que o operador da subestação irá emitir comandos. O procedimento se dá da seguinte forma:

1) O operador recebe um chamado da central (por telefone ou rádio);
2) Recebe as instruções de que por um motivo qualquer dever efetuar um desligamento;
3) Clica com o mouse sobre o elemento desejado, por exemplo, o disjuntor;
4) Abre-se então uma janela com os possíveis comandos sobre o elemento;
5) Com o mouse seleciona o comando a que foi instruído, e aceita;
6) Ele deve aguardar que o estado do equipamento se altere, caso isso ocorra o elemento mudará de cor representando o novo estado. Caso não ocorra o sistema emitirá um alarme informando que o comando não foi executado. Neste caso o operador deve informar a central para ser orientado e que novo procedimento deve tomar.

Este procedimento é um caso muito esporádico, pois normalmente a subestação será telecomandada pelo Centro de Operação de Regional (COR) e o procedimento será adotado no caso de uma falha de protocolo de comunicação entre o COR e a SE.

Outro caso ainda mais raro seria a falha ao mesmo tempo da comunicação entre os dois telecontroles e no SCADA da subestação, ou seja, não teríamos como desligar determinado equipamento. Neste caso há a possibilidade de se comandar os equipamentos diretamente através das IHM's que possuem um display de cristal liquido onde se encontra a representação do bay ao qual supervisiona, adotando procedimento semelhante ao descrito acima.

Na Figura 4-11 temos a arquitetura do sistema de comunicação, nela é mostrada a topologia do sistema e o funcionamento de cada uma das UAC's que a compõe, pois no caso de uma falha a UAC defeituosa será facilmente identificada.

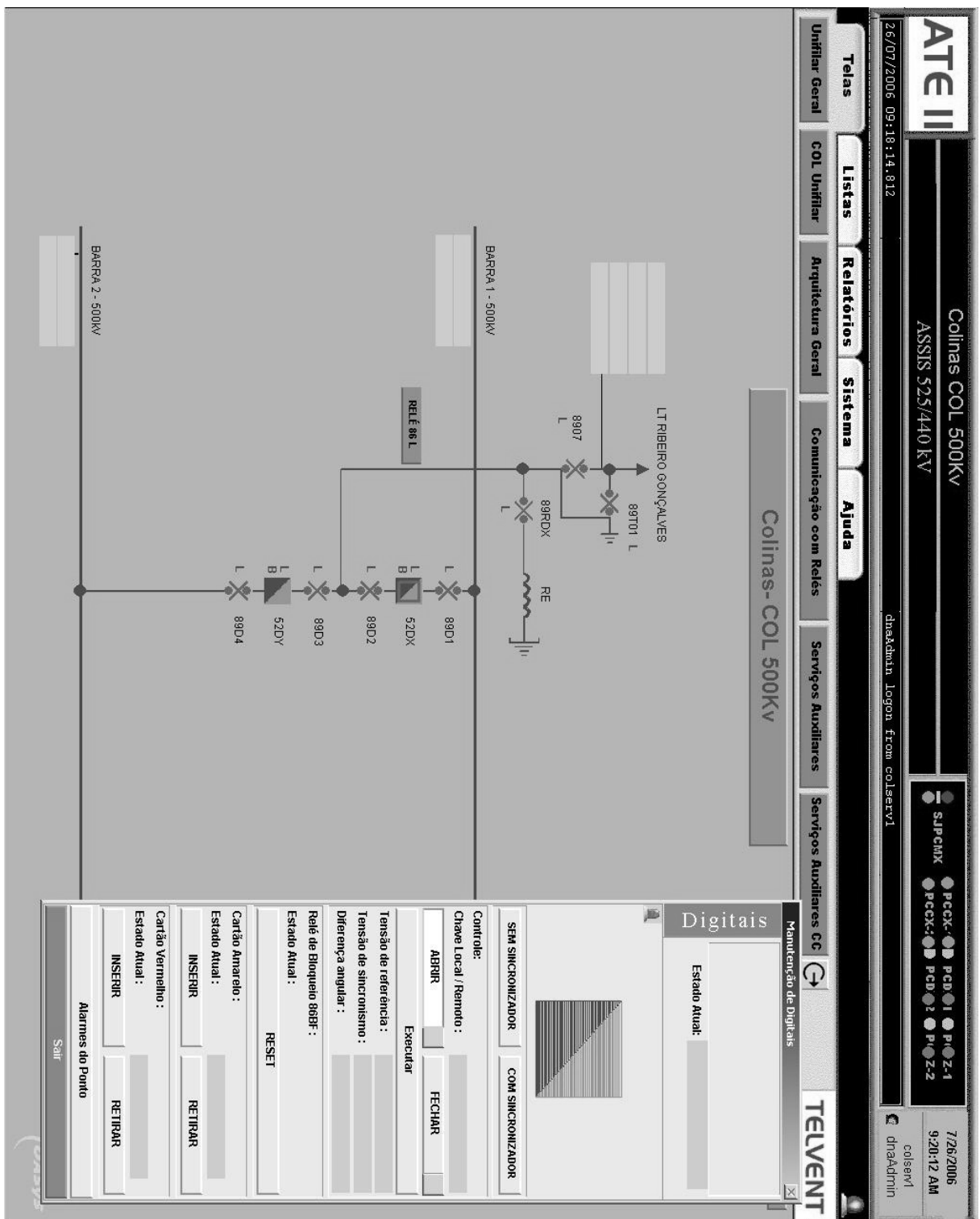



Figura 4-10 – Unifilar da SE Colinas no SCADA.

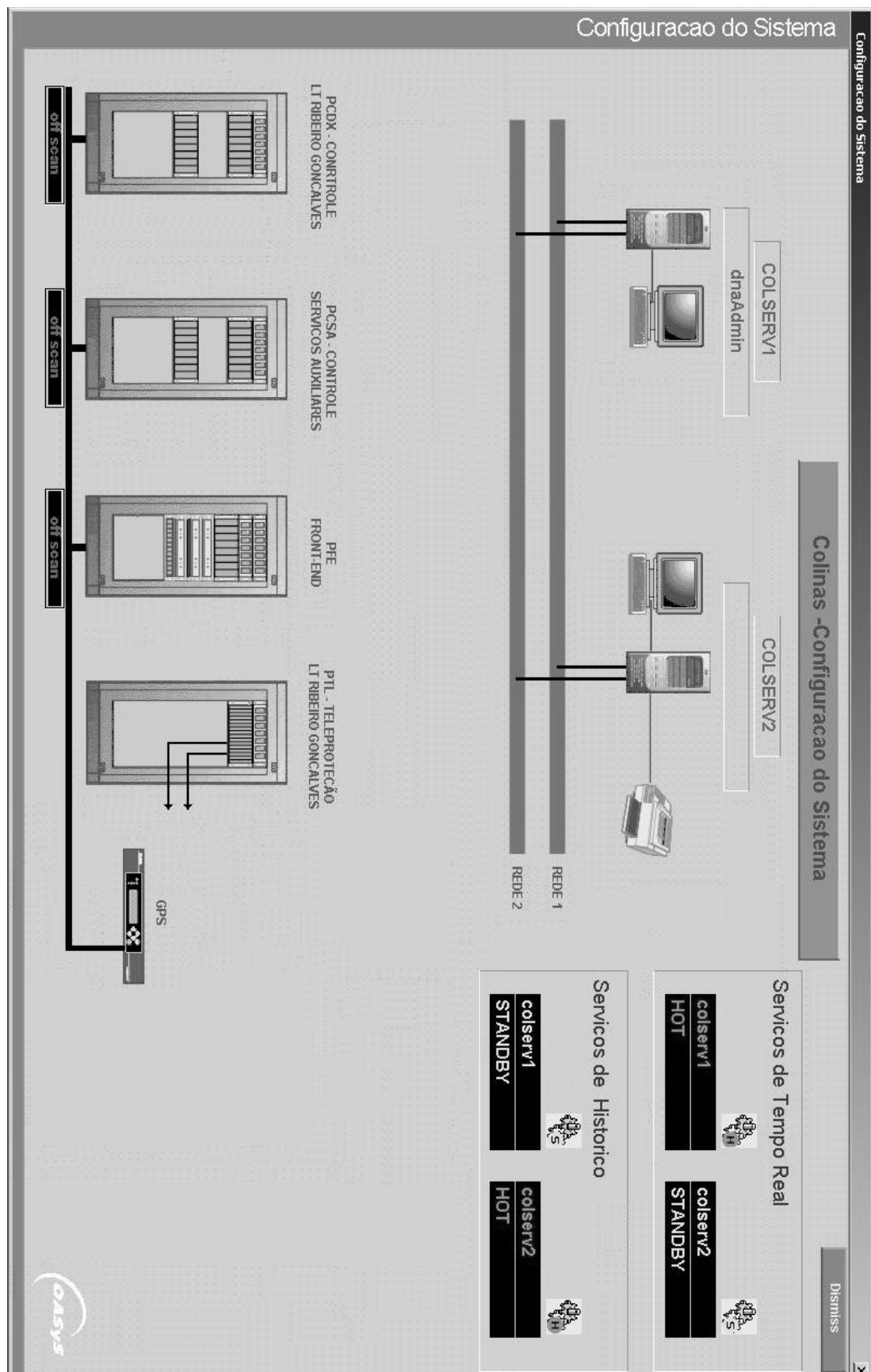



Figura 4-11 – Arquitetura do Sistema de Comunicação da SE Colinas no SCADA.

Na figura 4-12 temos a representação da Lista de Eventos da SE Colinas, aonde são representadas cronologicamente todas as alterações em qualquer ponto da subestação. A precisão de registro é de milissegundos, o que facilita o rastreamento dos defeitos que podem vir a acontecer.

Event Summary

Filters

View Areas: new

Not all rows could be displayed. Adjust filters to reduce number of rows returned.

Group | RTU | Point | Message | Type | Start | End | Print | Search | Clear Filters | Dismiss | Page: 1

Timestamp	Table	Point	RTU	
07/26/2006 09:18:14.812				dnaAdmin logon from colserv1
07/26/2006 09:13:01.000				The REALTIME service on colserv1 changed from ST
07/26/2006 09:13:00.000				Neither REALTIME service is hot, colserv1 will a
07/26/2006 09:13:00.000				The REALTIME service on colserv1 changed from IN
07/26/2006 06:12:01.000				The REALTIME service on colserv2 changed from IN
07/26/2006 06:11:20.000				The HISTORICAL service on colserv2 changed from
07/21/2006 17:00:02.000				The HISTORICAL service on colserv1 changed from
07/21/2006 13:58:51.000				The HISTORICAL service on colserv2 changed from
07/21/2006 13:58:47.000				The HISTORICAL service on colserv2 changed from
07/21/2006 13:58:47.000				The HISTORICAL service on colserv2 changed from
07/21/2006 13:58:47.000				Failover of the 'HISTORICAL' service in system '
07/15/2006 19:57:13.000				Critical COMMON process 'SQLEngine' dead on cols
07/14/2006 15:33:00.015	area	new		Area coverage timed out: new last checked in 58
07/14/2006 15:32:21.390				dnaAdmin logoff from colserv1
07/14/2006 10:08:06.031				dnaAdmin logon from colserv1
07/14/2006 10:07:42.937				dnaAdmin logoff from colserv1
07/14/2006 10:03:35.906	SYSTEM	TMP9966		Issued command ACKNOWLEDGE SYSTEM.TMP9966.: by d
07/14/2006 10:03:35.906	SYSTEM	TMP26607		Issued command ACKNOWLEDGE SYSTEM.TMP26607.: by
07/14/2006 10:03:35.906	SYSTEM	TMP19900		Issued command ACKNOWLEDGE SYSTEM.TMP19900.: by
07/14/2006 10:03:35.906	SYSTEM	TMP26151		Issued command ACKNOWLEDGE SYSTEM.TMP26151.: by
07/14/2006 10:03:35.906	SYSTEM	TMP28065		Issued command ACKNOWLEDGE SYSTEM.TMP28065.: by

low severity medium severity high severity event control soe

Figura 4-12 – Lista de Eventos da SE Colinas.

Na figura 4-13 temos as Listas de Alarmes que nos mostram apenas alterações emergenciais Nestas telas os alarmes ativos e não ativos devem ser reconhecidos pelo operador para que desapareçam da tela confirmando assim que esta informação foi vista.

Figura 4-13 – Lista de Alarmes da SE Colinas.

CONCLUSÃO

Com o advento dos atuais controladores programáveis, muitos benefícios ficaram claros quanto à facilidade de operação e à segurança do sistema.

Dentre todas as características apresentadas, a questão da redundância, tanto nas lógicas quanto nos equipamentos, é fundamental, uma vez que o sistema de automação de uma subestação controla um fluxo de energia muito grande, e por isso não pode ficar desassistido. Um eventual desligamento é sinônimo de grandes perdas de faturamento e possíveis multas.

É também devido a isso que o sistema deve adotar uma filosofia de controle do tipo distribuído, para que o defeito em um equipamento não comprometa o funcionamento do restante do sistema.

No caso de uma falta, uma vez que o sistema disponibiliza listas de alarmes e eventos, fica mais rápida e fácil a rastreabilidade do defeito, diminuindo assim o tempo de restabelecimento total do sistema, enquanto que antigamente, com a utilização exclusiva dos dispositivos eletromecânicos, a causa de um determinado defeito poderia levar dias.

Uma outra vantagem da automação digital frente à automação convencional é a diminuição da quantidade de relés auxiliares, que podem ser substituídos por linhas de programação com a mesma confiabilidade utilizando lógicas a relés, conseqüentemente diminuindo o tamanho dos painéis, casa de comando como também diminuindo a quantidade de fiação. Devido a esta redução geral, temos também uma necessidade menor de manutenção dos equipamentos levando a uma redução dos custos como um todo.

Esta evolução nos métodos de controle trouxe não só aspectos positivos, pois é evidente a redução de empregos em certos setores, como o de operador de subestações. Uma única pessoa é capaz de monitorar várias SE´s a partir de centros de operação, enquanto também uma pessoa é o suficiente para permanecer de plantão em um setor onde existem várias SE´s atendendo a chamados da central, já que somente irá atuar em casos esporádicos de falhas de comunicação.

Esta evolução torna os projetos cada vez mais complexos uma vez que ainda existem os projetos com as lógicas internas do software, fazendo com que

projetistas aprendam a programar lógicas em softwares específicos dos equipamentos.

Novos procedimentos de testes necessitam de profissionais completos, que além do conhecimento elétrico tenham conhecimento de hardware, software, de linguagens de programação, protocolos de comunicação, proteção, e estejam aptos a solucionar os mais diversos tipos de problemas que podem vir a surgir em um processo de energização.

É complexa a questão da adaptação dos operadores aos novos métodos de se operar uma SE, pois estão acostumados com o uso dos anunciadores e falta a eles confiança nos SCADA's.

Profissionais mais bem preparados farão a diferença.

REFERÊNCIAS

[1] AREVA, www.areva-td.com ,2006

[2] ARTECHE, www.teamarteche.com ,2006

[3] COSERN, **O processo de automação dos sistemas de transmissão e distribuição da COSERN – Desafios, custos e benefícios.** Neópolis – Natal/RN.

[4] COSSÉ, Boewn, Combs, Dunn, Hildreth & Pilcher, **Smart Industrial Substations. A modern integrated approach to plant safety, reliability, and production.** IEEE Industry applications magazine – www.ieee.org/ias - 2005.

[5] FINDER, www.findernet.com ,2006

[6] GRANDI, Gilberto, **Metodologia para especificação de Telecontrole em Subestações de Energia Elétrica.** Florianópolis – 12/2000.

[7] INFOWESTER, http://www.infowester.com/hubswitchrouter.php

[8] ONS, http://www.ons.org.br/

[9] REASON Tecnologia, http://www.reason.com.br/ ,2006

[10] RIBEIRO, Guilherme Moutinho e Antônio Varejão Godoy, **Impacto da automação no projeto de subestações.** In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, Belém: 1997.

[11] RUFATO, Prof° Eloi, **Apostila da Disciplina de Proteção – Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná – CEFET-PR, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.** Curitiba – 2001.

[12] SCHNEIDER, www.schneider-electric.com.br/ ,2006

[13] SEL, http://www.selinc.com/ ,2006

[14] WIKIPEDIA, http://pt.wikipedia.org/

Tabela ANSI

N°	Denominação
1	Elemento Principal
2	função de partida/ fechamento temporizado
3	função de verificação ou interbloqueio
4	contator principal
5	dispositivo de interrupção
6	disjuntor de partida
7	disjuntor de anodo
8	dispositivo de desconexão da energia de controle
9	dispositivo de reversão
10	chave de seqüência das unidades
11	reservada para futura aplicação
12	dispositivo de sobrevelocidade
13	dispositivo de rotação síncrona
14	dispositivo de subvelocidade
15	dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou freqüência
16	reservado para futura aplicação
17	chave de derivação ou descarga
18	dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	contator de transição partida-marcha
20	válvula operada eletricamente
21	relé de distância
22	disjuntor equalizador
23	dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	dispositivo térmico do equipamento
27	relé de subtensão
28	reservado para futura aplicação
29	contator de isolamento
30	relé anunciador
31	dispositivo de excitação
32	relé direcional de potência
33	chave de posicionamento
34	chave de seqüência operada por motor
35	dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis

	coletores
36	dispositivo de polaridade
37	relé de subcorrente ou subpotência
38	dispositivo de proteção de mancal
39	reservado para futura aplicação
40	relé de perda de excitação
41	disjuntor ou chave de campo
42	disjuntor/ chave de operação normal
43	dispositivo de transferência manual
44	relé de seqüência de partida
45	reservado para futura aplicação
46	relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	relé de seqüência de fase de tensão
48	relé de seqüência incompleta/ partida longa
49	relé térmico
50	relé de sobrecorrente instantâneo
51	relé de sobrecorrente temporizado
52	disjuntor de corrente alternada
53	relé para excitatriz ou gerador CC
54	disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	relé de fator de potência
56	relé de aplicação de campo
57	dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	relé de falha de retificação
59	relé de sobretensão
60	relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	relé de balanço de corrente
62	relé temporizador
63	relé de pressão de gás (Buchholz)
64	relé de proteção de terra
65	regulador
66	relé de supervisão do número de partidas
67	relé direcional de sobrecorrente
68	relé de bloqueio por oscilação de potência
69	dispositivo de controle permissivo
70	reostato eletricamente operado
71	dispositivo de detecção de nível
72	disjuntor de corrente contínua

73	contator de resistência de carga
74	função de alarme
75	mecanismo de mudança de posição
76	relé de sobrecorrente CC
77	transmissor de impulsos
78	relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	relé de religamento
80	reservado para futura aplicação
81	relé de sub/ sobrefrequência
82	relé de religamento CC
83	relé de seleção/ transferência automática
84	mecanismo de operação
85	relé receptor de sinal de telecomunicação
86	relé auxiliar de bloqueio
87	relé de proteção diferencial
88	motor auxiliar ou motor gerador
89	chave seccionadora
90	dispositivo de regulação
91	relé direcional de tensão
92	relé direcional de tensão e potência
93	contator de variação de campo
94	relé de desligamento
95 à 99	usado para aplicações específicas

COMPLEMENTAÇÃO DA TABELA ANSI:

50 N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque
59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa
59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G)
64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente.
Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61.
Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G.

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)
67 G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)
67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

Proteção Diferencial - ANSI 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)
87G - diferencial de geradores;
87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador
87 B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC´s de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente.
Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.
O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC´s de fases e 3 TC´s no neutro do motor.

O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC´s nos terminais do motor, conectados de forma à obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.